



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학박사 학위논문

다양한 리드타임을 가진 투자후보를
고려한 송전망 확충 및 보강 계획

Transmission Expansion Planning for Investment
Options with Various Lead-times

2019 년 2 월

서울대학교 대학원

전기·컴퓨터 공학부

김 욱 원

초 록

송전망 계획자는 미래 송전망 구성을 위한 최적 투자선택을 하는데 있어서 투자후보의 기술, 사회·환경적 영향, 건설에 필요한 기간(이하 리드타임)과 같이 다양한 요소를 고려한다. 송전계획에 활용되는 기술이 다양해지고, 계획의 환경영향 분석과 사회합의가 주목받는 현 시점에서 리드타임 또한 송전계획의 중요한 요소로 고려되고 있다. 리드타임의 기간은 위 요소(기술, 환경영향, 사회합의 등)들로부터 영향을 받기 때문에, 송전계획 시에 각각의 투자후보들은 다양한 리드타임을 가지게 된다. 본 논문은 리드타임이 다양한 투자후보를 고려한 최적 송전계획방법을 제안한다. 계획에는 불확실한 요소가 항상 존재하는데, 송전계획자는 계획 수립 시 주요 불확실성 요소를 고려할 필요가 있다. 예측 불확실성의 크기는 예측 기간과 관계가 있기 때문에, 투자후보 별로 다를 수 있는 리드타임은 불확실성 측면에서 송전계획자에게 새로운 관점을 제공한다. 즉, 어떤 투자후보를 선택하느냐에 따라 그 송전계획은 다른 크기의 불확실성에 노출될 수 있다. 기존의 송전계획 연구에서 리드타임은, 투자후보의 리드타임 기간을 일종의 패널티 요소로 모델링하여 계획에 반영하거나, 송전선 건설과 발전기 건설의 리드타임 조정 측면에서 주로 다루어졌다. 본 연구에서는 투자후보가 지닌 리드타임의 시간적

다양성이 계획의 불확실성과 그 계획의 최적결정에 미치는 영향을 수학적 모델링을 통해 분석하고, 최적 송전계획을 세우고자 한다. 이를 위해 투자후보의 리드타임 다양성을 송전계획 문제에서 고려할 수 있도록 해주는 멀티 스테이지 모델을 제안하였다. 그 모델에서 수요예측의 불확실성을 확률변수로 모델링하고, 불확실성의 크기는 상대표준편차를 통해 나타내었다. 이를 통해 송전계획자의 투자결정에 따라 달라질 수 있는 불확실성 크기를 정량적으로 나타내고, 그것이 최적결정에 미치는 영향을 분석하였다. 상기 문제를 확률적 비선형 혼합정수 계획 문제로 수학적 정식화 하였다. 이를 선형화 과정을 통해 확률적 선형 혼합정수 계획 문제로 변환하였다. 몬테 카를로 시뮬레이션 (Monte Carlo Simulation)과 샘플평균근사 (Sample Average Approximation)법을 이용해 확률적 문제를 다루었고, 선형 혼합정수 계획법을 통해 최적해를 구하였다. Garver's six-bus 시스템에서 케이스 스터디를 통해 다른 방법들을 비교하여 제안한 방법의 유효성을 검증하고, 리드타임이 최적결정에 미치는 영향을 분석하였다. 본 연구는 송전망 계획자가 불확실한 환경에서 다양한 리드타임을 가진 투자후보들이 주어졌다면, 그 특성을 고려하여 최적 송전계획을 세우기 위한 방법을 제안한다.

주요어 : 송전계획, 리드타임, 투자후보, 멀티스테이지, 수요 불확실성

학 번 : 2010-20774

목 차

| | |
|------------------------------|----|
| 제 1 장 서 론 | 10 |
| 제 1 절 연구의 배경 및 목적..... | 10 |
| 제 2 절 논문의 구성..... | 14 |
| 제 2 장 송전망 확충 및 보강 계획 | 16 |
| 제 1 절 송전망..... | 16 |
| 제 2 절 송전계획의 절차 | 23 |
| 제 3 절 규제산업에서의 송전 계획..... | 28 |
| 제 4 절 경쟁적 전력시장에서의 송전 계획..... | 39 |
| 제 5 절 우리나라 송전계획 제도와 절차..... | 46 |
| 제 3 장 송전계획의 모델링과 선행연구..... | 55 |
| 제 1 절 송전망 모델링 | 55 |
| 제 2 절 생산비용 모델링 | 62 |
| 제 3 절 신뢰도비용 모델링 | 66 |
| 제 4 절 비용의 현재가치 모델링 | 78 |

| | | |
|-------|-------------------------------|-----|
| 제 5 절 | 정태적 방법과 동태적 방법 | 79 |
| 제 6 절 | 선행 연구 | 81 |
| 제 4 장 | 리드타임의 다양성을 고려한 송전 계획..... | 85 |
| 제 1 절 | 리드타임과 수요 불확실성 | 86 |
| 제 2 절 | 멀티스테이지 모델 | 90 |
| 제 3 절 | 수요 불확실성 | 93 |
| 제 4 절 | 멀티스테이지 모델이 적용된 송전 계획..... | 99 |
| 제 5 장 | 문제 정식화 | 102 |
| 제 1 절 | 목적함수와 제약조건..... | 102 |
| 제 2 절 | 선형 혼합정수 계획법 | 105 |
| 제 6 장 | 사례 연구..... | 107 |
| 제 1 절 | 수정된 Garver's Six-Bus 시스템..... | 108 |
| 제 2 절 | 제안한 방법의 유효성 검사 | 110 |
| 제 3 절 | 다양한 RSD 커브 형태..... | 115 |
| 제 4 절 | 다양한 리드타임 고려 | 117 |
| 제 5 절 | 한계점과 연구 의의 | 123 |

| | |
|-----------------------|-----|
| 제 7 장 결론 및 제언..... | 130 |
| 참고문헌..... | 132 |
| 부 록 - 기호 및 약어..... | 136 |
| Abstract..... | 138 |

표 목차

| | |
|--|-----|
| [표 2-1] 가공 송전선로 선종별 용량 | 22 |
| [표 2-2] 송전계획에 반영되는 발전계획의 절차 단계 예 | 38 |
| [표 2-3] 발전지역 별 사용요금과 기본요금 | 53 |
| [표 2-4] 수요지역 별 사용요금과 기본요금 | 54 |
| [표 3-1] 가정용 전기사용자의 상황별 WTA와 WTP | 69 |
| [표 3-2] SME의 상황별 WTA와 WTP..... | 70 |
| [표 3-3] 우리나라 산업체의 기간별 공급지장비용 | 71 |
| [표 3-4] 기본적인 지수 | 72 |
| [표 3-5] 최대치 지수 | 72 |
| [표 3-6] 평균치 지수 | 73 |
| [표 3-7] 모선허리 지수 | 73 |
| [표 4-1] 리드타임과 건설비용에 따른 사례 | 87 |
| [표 6-1] 발전기와 부하 데이터 | 109 |
| [표 6-2] 선로 데이터 | 110 |
| [표 6-3] 다양한 방법의 비교 결과 | 111 |
| [표 6-4] 다양한 RSD 형태에 따른 시뮬레이션 결과 비교 ... | 116 |
| [표 6-5] 선로 데이터 | 120 |
| [표 6-6] 다양한 리드타임을 고려한 시뮬레이션 결과 | 120 |
| [표 6-7] 시나리오 별 리드타임 차이 | 122 |
| [표 6-8] 네 시나리오 별 시뮬레이션 결과..... | 122 |

그림 목차

| | |
|--|----|
| [그림 2-1] 송전계획의 절차 | 24 |
| [그림 2-2] 독점구조에서의 송전계획 수요곡선과 공급곡선 | 32 |
| [그림 2-3] 송전투자로 인한 변화..... | 33 |
| [그림 2-4] 증가한 사회후생 | 33 |
| [그림 2-5] 송전투자로 인한 변화..... | 34 |
| [그림 2-6] 증가한 사회후생 | 34 |
| [그림 2-7] 초기 구성 | 43 |
| [그림 2-8] 송전선로 건설 후 | 43 |
| [그림 2-9] 우리나라의 전력산업구조 | 46 |
| [그림 2-10] 발전계획과 송전계획의 관계 | 47 |
| [그림 2-11] 장기 송변전설비계획 수립 기준 | 48 |
| [그림 2-12] 전압 별 계통활용목표 | 49 |
| [그림 2-13] 장기 송변전설비계획 수립 절차..... | 49 |
| [그림 2-14] 장기 송변전설비계획 수립 기술 검토 목록..... | 50 |
| [그림 2-15] 송전요금의 비용과 가격 신호 | 52 |
| [그림 2-16] 현행 송전이용요금 구성 | 53 |
| [그림 3-1] 발전사업자의 비용 카테고리 | 63 |
| [그림 3-2] 발전기 Input-output curve..... | 64 |
| [그림 3-3] 스티발전기의 piece-wise linear와 linear 곡선 ... | 65 |
| [그림 3-4] 전력계통의 계층구조 | 71 |
| [그림 3-5] 시간별 부하변동곡선의 예..... | 75 |
| [그림 3-6] 부하지속곡선의 예..... | 75 |
| [그림 3-7] 누적확률분포 형태의 함수..... | 76 |
| [그림 3-8] 연구의 핵심 주제와 선행연구 | 82 |

| | |
|---|-----|
| [그림 4-1] 3모선 시스템..... | 86 |
| [그림 4-2] 의사결정시점과 계획가능시점 | 86 |
| [그림 4-3] 수요예측 불확실성과 신뢰도 기준..... | 89 |
| [그림 4-4] 단일 스테이지 모델..... | 90 |
| [그림 4-5] 하나의 리드타임을 가진 멀티스테이지 모델..... | 91 |
| [그림 4-6] 다양한 리드타임을 가진 멀티스테이지 모델..... | 91 |
| [그림 4-7] 단일스테이지 모델에서의 수요 불확실성 | 94 |
| [그림 4-8] 멀티스테이지 모델에서의 수요 불확실성 | 98 |
| [그림 4-9] 송전계획문제에서의 멀티스테이지 모델 예..... | 99 |
| [그림 4-10] RSD 추정값과 두 가지 최적해의 RSD 값..... | 100 |
| [그림 6-1] Garver's six-bus 시스템의 초기 망구성 | 109 |
| [그림 6-2] Case 1의 결과 | 111 |
| [그림 6-3] Case 2의 결과 | 111 |
| [그림 6-4] Case 3의 결과 | 112 |
| [그림 6-5] RSD 커브와 각 케이스의 불확실성 크기..... | 114 |
| [그림 6-6] 다양한 RSD Curve 형태와 최적해의 RSD 값 | 116 |
| [그림 6-7] 정태적 방법에서의 다양한 리드타임 고려 | 118 |
| [그림 6-8] 동태적 방법에서의 다양한 리드타임 고려 | 119 |
| [그림 6-9] 시뮬레이션 결과 | 120 |
| [그림 6-10] 네 개의 리드타임을 고려한 송전계획 | 121 |
| [그림 6-11] 몬테카를로 시뮬레이션 수렴 특성..... | 124 |
| [그림 6-12] RSD 커브의 한 형태..... | 127 |

제 1 장 서 론

1.1 연구의 배경 및 목적

변동성 재생에너지(variable renewable energy), 에너지 저장장치 시스템(energy storage system), 전기 자동차와 같은 요소들이 계통에 투입되기 시작된 것이 근래의 일은 아니다. 이러한 요소들은 과거에는 소규모였지만, 최근에 지속적으로 증가함에 따라 전력 계통을 운영하고 계획하는데 영향을 미치고 있다. 특히 계통운영의 시간적인 측면에서 그 영향이 크다. 재생에너지 발전으로 인해 계통에 필요하거나 혹은 제공할 수 있는 예비력 또는 ramping 자원에 관한 연구들이 대표적이다[1-3].

송전계획 분야에서도 이와 유사한 일이 일어나고 있다. 송전망을 확충하거나 보강하는데 있어서 기존의 전통적인 가공송전선 건설과 다른, 다양한 방식이 등장하고 있다. HVDC 선로, MVDC 선로, Back-to-Back HVDC Link, AC 송전선로를 DC 송전선로로 교체, FACTS 등이 그 대표적인 예이다. 이것들이 비록 최근에 등장한 기술이나 설비는 아닐지라도 최근에 송전계통에서의 문제를 해결하는데 그 비중이 점점 더 커지고 있음은 분명하다. 송전망을 확충하거나 보강하는 상기의 다양한 방법에 대한 연구는 주로 개별적인 차원

에서 이루어져왔다[4-6]. 즉, 한가지 방법으로만 송전망을 확충 또는 보강한다고 가정하고 최적투자결정문제를 풀거나, 각 방법에 대한 문제를 따로 풀어서 계획자가 다른 여러 데이터와 함께 비교해보는 방식이다. 이는 다음과 같은 이유에서 기인한다. 첫째로 송전계획의 특징 상 정책이나 사회환경적 이유로 특정 기술이 선택되었기 때문이다. 둘째로 각각의 설비나 기술이 가진 다양한 운영적 특징을 하나의 송전계획문제에 반영하여 최적해를 찾는 것이 매우 어렵기 때문이다. 이 중 공학적 관점인 두 번째 이유를 좀 더 자세히 살펴보면 다음과 같다. 송전망 계획은 문제를 해결하기 위한 최적의 기술, 위치, 회선 수, 전압 등을 고려하는 조합최적화 문제이며, 그 특징상 수백 개의 버스를 가지는 대규모 계통에서 상당한 계산 복잡도(computational complexity)를 가지고 있다. 그 복잡성으로 인해 계통계획 문제는 시간의 여러 단면(snapshot)이나 계통 구성요소의 통계적 특성을 살펴보는 것이 일반적이다. 송전 계획에서 활용되는 다양한 설비와 기술의 운영적 특징을 계획에 반영하려면 이와는 다르게 시간 연대기적(chronological) 특징을 고려해야 한다. 전통적인 송전망 계획 문제에 이런 측면을 더하면 계산 복잡도 문제로 인해 수학적 방법으로 해를 구하기가 매우 어렵다.

그런데 송전 계획에 활용되는 다양한 설비와 기술들이 가진 차이가 운영적 특성에만 있는 것이 아니다. 설비 투자선택 시점부터 사회적 합의, 부지 매입을 거쳐 건설완공까지 필요한 총 기간(이하 리

드타임)은 각 기술마다 다르고, 같은 기술이라도 입지나 선로의 길이에 따라 달라진다. 다양한 설비와 기술의 활용이 점점 더 빈번해지는 환경에서, 비록 각각의 운영적 특성을 종합적으로 반영하기는 어렵더라도, 송전망 계획자는 투자후보들이 지닌 리드타임의 다양성을 송전계획문제에 반영할 필요가 있다. 기존 연구에서는 이 리드타임의 차이를 페널티 요소로 고려하거나 다른 계획과의 리드타임 조정 측면에서 다루었다[6, 7]. 즉, 긴 리드타임을 가진 투자후보는 짧은 리드타임을 가진 투자후보보다 비용적으로 큰 페널티를 가지는, 다소 추상적이거나 경험적 방식으로 모델링하거나, 송전계획의 투자후보가 가진 리드타임과 발전계획 리드타임의 조정 측면에서 그 영향을 분석하였다.

리드타임은 송전계획의 불확실성 측면에서 매우 중요하다. 송전망에 대한 투자는 일반적으로 다음과 같은 특징을 가지고 있다; 자본집약, 긴 회수기간, 비가역적 투자[8]. 이런 특징은 중·장기 계획인 송전계획에 있어서 예측이 빗나갔을 때 상당한 손실을 일으킬 수 있다. 따라서 계통계획자에게 불확실성을 엄격히 모델링하여 계획에 반영하는 일은 매우 중요하다. 송전계획 문제에서 투자후보의 다양한 리드타임은 계획의 불확실성에 영향을 미친다. 하나의 송전계획 문제를 푸는데 있어서, 긴 리드타임을 가진 투자후보를 통한 문제 해결은 짧은 리드타임을 가진 투자후보보다 더 큰 불확실성에 노출될 수 밖에 없다.

기존에는 리드타임이 짧은 계획과 긴 계획을 구분하여, 별개의 문제로 인식하고 따로 투자결정문제를 푸는 경우가 많았다. 이 경우, 송전계획 문제에서, 모든 투자후보가 동일한 리드타임을 가진다고 가정하기 때문에, 어떤 선택을 하던 최적 솔루션은 같은 크기의 불확실성을 가진다고 가정한다. 계획과 운영의 간극이 좁아지고, 송전과 배전 사이에 중간 전압이 등장하고, 송전계획 문제에 다양한 방법이 사용되는 현 시점에서는, 리드타임이 긴 계획과 짧은 계획의 간극은 계속 좁아지고 있다. 따라서, 리드타임에 따른 구분이 아니라 리드타임을 통합적으로 고려한 계획이 필요하다.

본 연구에서는 다양한 리드타임을 가진 투자후보를 고려한 송전망 보강 및 확충 계획 문제를 다루며, 다양한 리드타임이 최적투자결정의 불확실성에 미치는 영향을 분석한다. 이 송전계획 문제에서 투자후보의 리드타임 차이를 고려하기 위해 새로운 멀티스테이지 모델(multi-stage model)을 제안하였다. 이 모델은 의사결정(decision making)의 단계를 모델링한 동태적 계획 방법(dynamic planning)의 멀티스테이지 모델과는 다르다. 제안한 모델에서 멀티 스테이지는 투자후보의 리드타임 차이로 인해 송전계획이 일어날 수 있는 다양한 시점을 의미한다. 본 연구에서 의사결정이 한 스테이지에서만 일어나는 정태적 계획 방법(static planning)의 구조를 가진 가운데, 그 의사결정은 주어진 송전계획 문제를 풀기 위해, 리드타임 차이로 인해 주어지는 다양한 스테이지(멀티스테이지) 중 어느 시점에서 계획

이 일어나야 하는지를 결정한다. 그 결정에 의해, 최적 송전계획의 불확실성 크기가 정해진다. 다시 말해, 주어진 송전계획문제를 해결하는 시점이 결정되면 불확실성의 크기도 정해진다. 본 연구에서는 계통계획문제에서 불확실성 요소 중 가장 중요하게 다뤄지는 수요 불확실성을 다루었다. 불확실성의 크기는 상대표준편차(RSD; relative standard deviation)로 나타내었고, 수요 불확실성은 정규분포를 가진다고 가정하여, 각 계획 시점 별로 불확실성의 크기가 어떻게 달라지는지 계산하였다. 이 문제는 확률적 비선형 혼합정수 계획 문제로(stochastic mixed integer non-linear problem) 정식화하였다. 비선형 제약 조건은 선형화시키고, 확률적 문제는 stochastic programming으로 다루었으며, 선형 혼합정수계획법(linear mixed integer programming)을 통해 문제를 풀었다. 케이스 스터디는 송전계획분야에서 검증을 위해 가장 널리 사용되는 Garver's six bus 시스템을 사용하여 제안한 방법의 유효성을 검사하고, 투자후보의 다양한 리드타임이 불확실한 환경에서 송전계획에 어떤 영향을 미치는지 분석하였다.

1.2 논문의 구성

제 1 장에서는 본 연구를 진행한 동기 및 배경과 본 연구가 추구하고자 하는 쓰임에 대하여 설명했다.

제 2장에서는 송전망과 송전망 확충 및 보강 계획에 대한 전반적

인 지식을 다룬다. 송전망의 기능, 특성 등에 대해 알아보고, 송전계획의 절차, 그리고 전력산업의 구조에 따라 송전계획에 어떻게 달라지는지 분석한다.

제 3 장에서는 본 연구에 사용된 모델링과 방법에 대해 다룬다. 전력 네트워크로써의 송전망 모델링을 설명하고, 송전계획의 주요 비용에 대한 모델링을 서술한다. 계획을 정태적 방법과 동태적 방법의 관점에서 설명한다. 또한 송전계획분야 중 본 연구와 관련된 몇 가지 연구들을 살펴본다.

제 4 장에서는 본 논문에서 제안하는 불확실한 환경에서 다양한 리드타임을 가진 투자후보를 고려한 송전계획법을 살펴본다. 우선 제안한 멀티 스테이지 모델에 대해서 소개한다. 이어서 불확실성을 모델링하고 제안한 멀티스테이지 모델에서 적용하여 분석한다. 다음으로 송전계획에 제안한 방법을 적용하여 살펴본다.

제 5 장에서는 문제에 대해 수학적 정식화를 진행한다.

제 6 장에서는 케이스 스터디를 통해 제안한 방법을 검토한다. 송전계획 연구에 주로 활용되는 대표적인 시스템에 적용하여 제안한 방법이 어떻게 적용되는지 설명하고, 다른 방법과의 비교를 통하여 유효성을 검토하고, 결과를 분석한다. 그리고 본 연구의 의의와 한계점에 대해 논한다.

제 7 장에서는 본 연구의 결론을 서술하며 제언을 마지막으로 논문을 끝맺는다.

제 2 장 송전망 확충 및 보강 계획

이번 장에서는 송전망 확충 및 보강 계획에 필요한 기본적인 내용에 대해 살펴보도록 한다. 제 1절에서는 송전망이 무엇이며, 송전망의 특성이 어떻게 계획에 반영되는지 살펴본다. 제 2절에서는 송전계획의 절차에 대해서 분석한다. 제 3절에서는 전력산업 구조 중, 독점과 발전경쟁 구조에서 송전계획은 어떻게 이루어지는지 살펴본다. 제 4절에서는 경쟁적 전력 시장 구조에서의 송전계획에 대해서 분석한다. 제 5절에서는 우리나라의 송전계획 방법과 제도에 대해 소개한다.

2.1 송전망

송전망의 기능

전력시스템 발전 초기에, 송전선은 발전소로부터 멀리 떨어진 부하에 전력을 공급하기 위해 건설되었다. 복잡한 형태의 망으로 구성된 현재의 전력시스템에서는 송전망의 주요기능을 다음과 같이 크게 세 가지로 구분할 수 있다[9].

- 경제성

- 신뢰성

- 경쟁적 전력 시장을 위한 기반 시설

이 세가지는 전력시스템 구성원 중 일부만을 위한 기능이 아니라, 전기 에너지의 공급과 수요를 위한 전체 시스템적 관점에서 바라본 송전망의 기능을 의미한다. 송전망의 경제적 기능은 다시 세 가지로 나눠 볼 수 있다. 첫째는 입지 제약(토지비용, 환경, 자원 등)으로 부하지역에서 멀리 떨어진 저렴한 비용의 발전소를 부하와 연결해주는 것, 둘째는 증가하는 수요를 만족하기 위해 추가적으로 송전선로를 건설하여 부하차단이 발생하지 않도록 하는 것, 셋째는 송전 혼잡으로 인해 비싼 발전기를 사용할 수 밖에 없는 상황에서 혼잡을 해소해주는 송전선의 기능이 있다. 송전망이 전력시스템에 기여하는 신뢰성은 크게 두 가지로 나눠 볼 수 있다. 하나는 일부 설비의 고장에도 지속적이고 안정적으로 전기 에너지를 제공할 수 있는 시스템 구조를 형성한다는 점이고, 다른 하나는 송전망을 통해 형성된 물리적으로 거대한 하나의 시스템에 여러 종류와 지역의 발전 자원이 연결되도록 하여 그 시스템에 다양성을 제공한다는 점이다. 사실, 전력계통에서 송전망의 신뢰성에 대한 역할의 경우, 그 신뢰성이 제공되지 않을 때 초래되는 비용적인 측면으로 환산이 가능하다면, 전력계통에서 송전망의 경제적 기능 측면으로 볼 수도 있다. 하지만 앞에서 언급한 송전망의 경제성의 기능과 달리, 신뢰성의 기능은 경제적인 가치로 직접적 환산이 어렵기 때문에 일반적으로 신뢰성의

기능으로 따로 분류한다. 마지막으로 경쟁적 전력 시장의 기반 시설로서의 역할은 송전망의 주요기능이지만 계통에 따라서는 부가적 기능으로도 볼 수 있다. 송전망은 경쟁적 전력시장의 참여자에게 공정한 경쟁 기회를 제공하는 역할을 할 수 있다.

송전망의 특성

송전망의 특성은 다음과 같이 크게 세 가지로 나누어 볼 수 있다 [10,11].

- 산업적 특성 - 기반시설, 자연독점
- 물리적 특성 - 키르히호프의 법칙, 송전용량
- 경제적 특성 - 경합성, 비배제성의 공유재

송전망은 그 산업적 특성이 첫째로 전력계통의 기반시설이라는 점과, 둘째로 전통적으로 자연독점의 산업 분야로 여겨져 왔다는 점, 두 가지를 들 수 있다. 전력계통의 기반시설이라 함은 전력계통에서 일어나는 경제활동이 제 기능을 하기 위해 필요한 기초적인 시설과 설비를 의미한다. 전력계통의 핵심적인 경제활동은 전기에너지의 공급과 수요를 만족시키는 일이고, 송전망은 이를 위해 필요한 기초적인 설비이다. 송전망이 전력계통의 기반시설이라는 점은, 전력계통에서 일어나는 경제활동에 의해 송전망에 대한 직접적인 가격형성이 어렵다는 사실과, 송전망이 국가나 공기업 형태의 소유로 존재할 가능성이 크다는 것을 암시한다. 송전망은 전통적으로 자연독점이라는

산업적 특성도 가지고 있다고 여겨진다. 송전망 투자는 일반적으로 막대한 초기 투자비용, 규모의 경제, 긴 비용회수 기간 등의 면모를 가지고 있다. 또한 한 시스템의 송전망은 보통 하나의 송전망 운영자만을 필요로 한다. 이러한 송전망 투자·운영의 성격과 전력계통의 기반시설이라는 사실은 송전망 산업을 전통적으로 자연독점이 인정되는 산업분야로 특징지어 왔다. 이 두 가지 송전망 산업의 특징(기반시설, 자연독점)은 송전망 산업의 전통적이고 일반적인 성격을 묘사하지만, 모든 경우에 해당하는 것은 아니다. 즉, 송전망 산업이 단순한 기반시설이 아니라 전력경제의 참여자로, 그리고 자연독점이 아닌 경쟁산업의 한 분야로 여겨지는 경우도 있다.

송전망의 물리적 특성은 크게 두 가지로 나누어 볼 수 있다. 첫째로 송전망에 흐르는 조류는 키르히호프의 법칙을 따른다. 이는 비슷한 형태의 망을 이루고 있는 가스 네트워크와는 다르게, 전력계통의 송전망은 개별적 송전선에 대한 조류 제어가 어렵다는 것을 의미한다. 조류의 제어는 노드별 발전량 변화를 통해 간접적으로 제어하거나 FACTS나 HVDC 설비를 통해 부분적으로 이루어 질 수 있다. 이 물리적 특성은 교류 시스템의 송전망에 해당하며, 직류 시스템의 송전망에는 해당하지 않는다. 두 번째 물리적 특성은, 송전선로의 송전용량이 여러 가지 조건에 의해 제약을 받는다는 점이다. 이는 다음 장의 송전용량 부분에 자세히 설명하였다.

송전망의 경제적 특징 또한 크게 두 가지(경합성과 비배제성)를

들 수 있다. 송전망에 혼잡이 없을 때는 송전망 사용에 대한 규칙이 따로 필요하지 않으며 누구든지 송전망에 접속해 이용할 수 있다. 송전망에 혼잡이 발생할 때, 송전용량은 희소자원(scarcity resource)이 되며 송전망 사용자는 희소용량(scarcity capacity)을 놓고 경쟁한다. 따라서 혼잡 시에는 송전망 사용에 대한 규칙, 즉 희소용량을 어떻게 분배할 것인지에 대한 규칙이 필요하다. 그리고 만약 민간 송전사업자가 존재하고, 그 송전사업자에게 규제가 없다면 자신의 이윤을 최대화하기 위해 송전망을 사적재(private goods)처럼 사용할 우려가 있다. 즉, 자신의 이윤 최대화를 위해 송전망 사용자를 선택적으로 접속 가능하게 할 수 있다. 전력산업의 규제자는 일반적으로 송전망을 기반시설이자 공유재로 보기 때문에, 규제를 통해 독점적 사용을 금지하고 open access를 강제한다.

송전용량

본 연구에서는 송전계획을 위한 투자후보를 네 가지 차원에서 나타내었다; 송전용량, 리드타임, 투자비용, 연결된 버스. 본 연구에서는 네 가지 모두 송전계획자에게 투자후보를 나타내는 파라미터로 주어진다. 본 연구에서 다루고자 하는 핵심 내용인 리드타임뿐 아니라, 송전용량도 송전계획 연구분야에서 자취 다뤄지며, 계획에서도 중요한 요소이다. 본 절에서는 송전용량, 특히 연구분야에서 다뤄지고 있는 HVAC 선로의 송전용량에 대해 간략하게 다루었다.

HVAC 선로의 송전용량(Transmission capacity or line rating)은 이론적으로 크게 열적 제약(Thermal Limit), 안정도 제약(Stability Limit), 전압 제약(Voltage Limit), 세 가지 값 중 최소값으로 정해진다. 국내 계통에서는 안정도 제약이나 전압 제약 보다는 주로 열적 제약이 송전선로의 용량을 결정한다.

송전선로 열적 제약은 선로에 흐르는 최대허용 가능 전류를 결정한다. 그런데 실 계통 송전레벨의 정상상태 전압은 비교적 좁은 범위 내에서 유지되기 때문에, 허용가능 전류에 전압을 곱하여 열적 제약을 전류가 아닌 [MVA]나 [MW]로 표현하여도 그 오차는 크지 않다고 볼 수 있다.

송전선로의 열적 제약에 따른 최대 허용가능 전류에 영향을 미치는 요소는 크게 선로특성과 외부요건, 두 가지로 나눌 수 있다[12]. 선로특성은 송전선로의 재질과 굵기, 선로의 표면 상태(복사율, 흡수율)를 의미한다. 외부요건은 기온, 풍속, 풍향, 태양복사열 등이 있다. 선로 용량을 결정하는 방식은 크게 정적 송전용량(Static Line Rating)과 동적 송전용량(Dynamic Line Rating)으로 나눌 수 있다. 정적 송전용량은 설치된 지역의 최악의 상황(최고기온, 최저풍속 등)을 가정하여 송전용량을 결정한다. 계절이나 월 별로 다른 정적 송전용량을 설정할 수 있다. 반면에 동적 송전용량은 센서에 의해 측정된 환경(온도, 풍속 등)에 대한 데이터를 기반으로 선로의 송전 용량을 설정한다. 표 2-1은 국내 가공 송전선로의 선종 별 용량의

예를 보여주고 있다.

표 2-1. 가공 송전선로 선종별 용량(국내)

| 송전용량 | 허용전류[A] (최고허용온도 90°C) | 용량 [MVA] | 용량[MW] (역률 0.95) |
|-----------------------------------|--------------------------|-------------|---------------------|
| ACSR(765kV) | 5502 | 7290 | 6926 |
| ACSR(345kV) | 1818 | 1086 | 1032 |
| ACSR(154kV) 240mm ² | 510 | 163 | 155 |
| ACSR(154kV) 330mm ² | 731 | 195 | 185 |

송전용량을 정의하는 알려진 또 다른 방식은 가용송전용량(ATC: Available Transfer Capability)을 사용하는 방식이다. 가용송전용량은 안정적으로 운영 가능하면서 상업적 이윤을 확대하기 위해, 현재 사용하고 있는 용량 외에, 추가적으로 사용 가능한 송전용량을 의미한다[13]. 이 정의는 북미 신뢰도 위원회(NERC: North American Electric Reliability Council)의 것으로, 북미는 도매시장이 활성화되어 있거나, 연계가 활발한 계통을 포함하고 있다.

주의해야 할 점은, ATC는 앞서 설명한 송전용량과는 다른 의미를 가지고 있다. 북미 신뢰도 위원회의 영어 정의 자체가, transmission capacity(송전용량)가 아닌 transfer capability(송전능력)을 얘기하고 있다. ATC는 선로에 대한 물리적인 조건의 제약뿐 아니라, 운영 상황에 따라 활용 가능한 용량을 의미한다. 따라서 ATC는 계통의 신뢰도 기준 등으로 인해 제약될 수 있다. 또한 ATC는 주로 한 area에서 다른 area로 송전선을 통해 안전하게(reliably) 전달될 수

있는 연계계통의 능력을 의미한다. 여기서 area는 개별 전력 계통, power pool, control area 등 다양한 의미로 해석될 수 있다. 가용 송전용량은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$ATC = TTC - TRM - ETC(including\ CBM) \quad (2-1)$$

TTC(Total Transfer Capability)는 한 area에서 다른 area로 안전하게(reliable) 전달할 수 있는 총 능력을, TRM(Transmission Reliability Margin)은 송전계통의 불확실성으로부터 계통을 안전하게 운영하기 위해 필요한 송전용량여유도를, ETC(Existing Transmission Commitments)는 현재 사용중인 송전용량을, CBM(Capacity Benefit Margin)은 발전설비 신뢰도 기준을 만족시키기 위해 필요한 용량을 의미한다.

2.2 송전계획의 절차

송전망 확충 및 보강 계획은 전력계통에서 생산된 전력이 수요자에게 안정적(reliable)이고 경제적(economic)으로 전달될 수 있도록 송전망을 확충하거나 보강하는 계획을 말한다. 하나의 계통 내에서 개별 송전선로(transmission line)는 독립적인 기능이 아니라 송전망(transmission network)의 일부로써 기능하기 때문에 송전선로보다는 송전망이라는 용어를 사용한다. 본 연구에서는 송전망 확충 및 보강 계획을 송전계획이라는 줄임말과 혼용해서 사용하였다. 송전계

획은 송전선로뿐만 아니라 변전설비, 조상설비 등에 대한 계획을 포함하는 용어로 사용될 수 있다. 송전계획의 가장 핵심적인 부분은 송전망의 구성(configuration)이기 때문에, 변전설비나 조상설비 등은 송전망 구성이 우선적으로 확정되면 부차적으로 결정되는 문제로 보는 것이 일반적이다.

송전계획의 절차는 목적, 규제·소유·운영의 관계, 설비 종류 등에 따라 다양한 형태로 나타난다. 그럼에도 많은 전력계통에서 송전망에 대한 주요 계획절차는 공통적인 부분을 가지고 있으며, 이는 다음 그림과 같이 나타낼 수 있다[14].

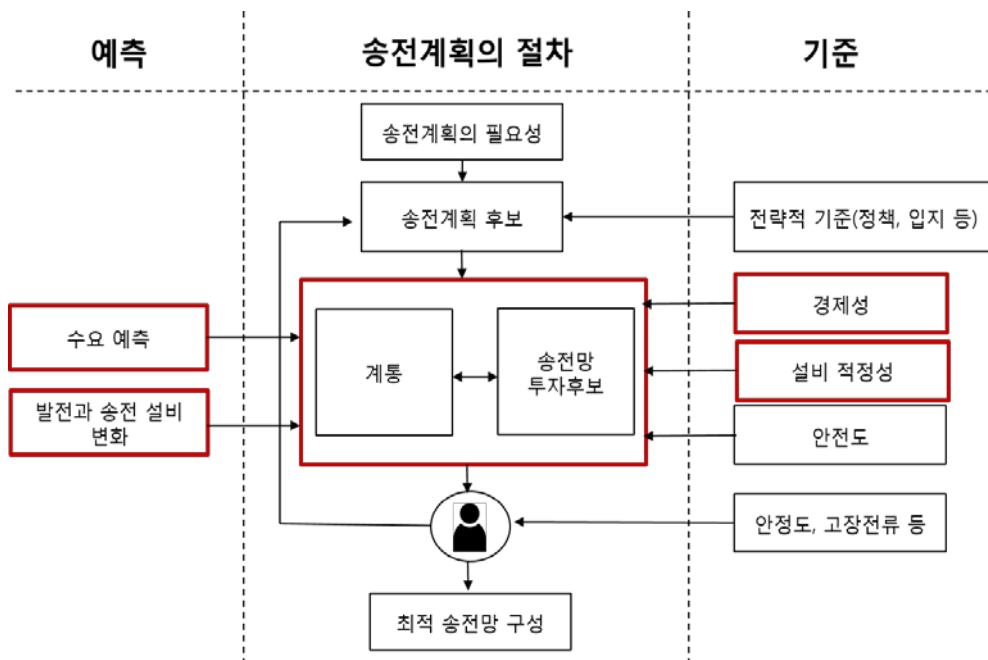


그림 2-1. 송전계획의 절차

송전계획의 필요성은 크게 세 가지 이유에 의해 제기될 수 있다; 첫째로 계통의 신뢰도 기준 만족을 위해, 둘째로 경제적 타당성을 가져서, 마지막으로 타계통과의 연계를 위해. 일단 송전계획의 필요성이 제기되면, 그 필요성을 만족시킬 가능성이 있는 모든 후보를 고려한다. 송전계획의 결과는 대체적으로 막대한 비용, 장기간의 공사, 대규모의 설비, 넓은 범위의 입지를 필요로 하기 때문에, 정책·전략·사회·환경적인 기준도 송전계획에 큰 영향을 미친다. 따라서 그 기준에 따라 가능한 송전계획의 후보는 크게 줄어들 수 있다.

그 다음으로 앞선 기준에 따라 줄어든 송전계획 후보에 대해 기술·공학·경제적인 분석이 이루어진다. 그림에서는 진한 색깔의 네모로 나타내었으며, 본 연구에서는 이 영역을 다루고 있다. 기술·공학·경제적인 측면의 송전계획에는 다양한 파라미터와 예측값이 필요하다. 그 파라미터는 현재 계통의 설비 데이터와 배치(topology)를 포함하며, 예측값으로는 미래의 계통 설비 변화와 수요예측 값 등이 필요하다. 이 단계에서 여러 투자 후보 중 송전계획을 결정하기 위한 기준은 크게 계통 신뢰도와 경제성 두 가지로 나눌 수 있다.

계통 신뢰도는 굉장히 넓은 범주의 개념으로, 전통적으로 적정성(adequacy), 안전성(security), 안정성(stability)의 세 가지 카테고리로 분류한다[15]. 이 세가지 범주는 계통 신뢰도를 각각 다른 관점에서 분석한다. 시간적인 관점에서 보자면, 적정성은 계통 설비의

상태를 장기적이고 통계적인(statistical) 관점에서 바라보고, 안전성과 안정성은 시간의 단면(snapshot) 측면에서 분석한다. 설비의 재생에너지 증가에 따른 변화를 겪고 있는 전력계통들은 시간연속적인(chronological) 관점을 신뢰도 분석에 추가할 것을 요구하는데, 이러한 변화는 계통운영, 발전계획(또는 시장), 그리고 배전계통 쪽에서 두드러지고 있다.

앞선 세 가지의 전통적인 신뢰도 범주는, 그 분석에 있어서 각각 다른 종류의 파라미터나 분석 방법을 필요로 한다. 기본적인 문제 형태가 투자후보의 건설여부에 따른 이진변수(binary variable)를 가진 조합최적화(combinatorial optimization) 형태인 송전계획은, 해 공간의 크기가 계통 크기에 대해 지수적으로 증가하는 계산복잡도를 가진다. 따라서 학술적인 연구 측면에서 송전계획은 계산복잡성과 시간적 관점을 이유로 세 가지 신뢰도 범주 중 적정성을 신뢰도 기준으로 삼는 경우가 많다. 또한, 안전성과 안정성은 투자후보를 포함한 계통의 형태(topology)가 주어졌을 때 특정한 상태(예: 상정사고)와 시점(예: 피크부하시)에 대한 신뢰도 분석으로, 금전적인 가치(monetary value)로의 환산이 어렵다.

실제의 송전계획은 세 범주의 신뢰도 기준에 대한 분석이 모두 이루어져야 하며, 계획절차도 이를 요구하고 있다. 따라서 적정성과 경제성을 기준으로 송전계획의 최적 투자후보 문제를 풀었다면, 최적 투자후보를 포함하는 계통의 안전도와 안정도를 분석하여야 한다.

그 최적 투자후보가 꼭 한 개일 필요는 없다. 안전도의 경우, 계통의 토폴로지가 결정된 상태에서 중요한 몇몇의 부하 시점에 계통에 미치는 영향이 큰 설비의(예: 가장 큰 발전단지와 연결된 송전선로) 상정사고를 가정하여 계통 신뢰도를 분석한다. 안전도와 고장전류에 대한 분석의 경우 그림에서 다른 기준과 분리된 절차로 되어 있는 것은, 이 신뢰도 분석의 단계는 계획의 결과로 나온 최종 투자후보에 대한 엔지니어의 feasibility test에 가깝기 때문이다. 이 단계에서는 앞선 신뢰도 기준들과는 다른 종류의 파라미터와 분석 방법이 필요하며 엔지니어의 경험과 역량이 중요한 요소로 작용한다.

신뢰도 외에 송전계획에 적용되는 기준으로는 경제성이 있다. 송전망과 관련된 다양한 요소에 대한 경제적 가치를 계획에 반영할 수 있는데, 이는 송전계획이 실행되는 산업구조의 형태와 송전계획의 목적에 따라 달라진다. 따라서 송전계획에 적용되는 경제적 기준에 대한 부분은 산업구조의 형태를 다루는 다음 절에서 다루고 있다.

송전계획의 절차를 따라 신뢰도와 경제적 기준에 비추어 최종투자후보를 결정하였다 해도, 항상 그 결정이 선택되는 것은 아니다. 경과지 확보나 사회적 합의 과정에서 여전히 문제가 발생할 수 있으며, 그럴 경우 다른 후보에 대해 송전계획절차를 다시 밟아야 한다.

이상의 송전계획절차에서 중요한 점은 학술적이고 공학적인 측면에서 다뤄지거나 혹은 다뤄질 수 있는 부분은 전체 절차 중 일부라는 것이다. 본 연구에서 다루고자 하는 그림의 진한 색 네모에 있는

부분은 송전계획 입안자에게 하나의 중간 과정이거나 계획에 활용될 수 있는 지표로써 역할을 하며, 그 자체의 결과만으로는 하나의 완성된 송전계획을 만들어 낼 수 없다. 즉, 계획을 세우는데 있어 공학적이거나 경제적인 기준 외에도 전략적 혹은 정책적 기준도 중요하게 작용한다. 이러한 점은 송전계획만의 특징이라기보다는, 계획에 있어 장기간의 리드타임을 필요로 하는 거대한 설비산업의 특징으로 볼 수 있다. 이러한 산업은 계획의 리드타임이 길수록 예측 불확실성은 커지고, 불확실성의 크기가 커질수록 전략적이고 정책적인 측면이 중요해진다. 따라서 계획의 리드타임은 계획입안자에게 학술적인 연구의 가치를 가늠할 수 있는 중요한 요소로써 작용한다.

2.3 규제산업에서의 송전계획

전력 산업은 경쟁의 도입 정도에 따라 구조를 크게 네 가지로 나눌 수 있다; 독점, 발전경쟁, 도매경쟁, 소매경쟁[16]. 전력산업의 구조는 규제·시장·소유의 문제와 연관되어 있으며, 각각의 구조 별 경쟁의 정도와 특징이 존재한다. 본 절에서 규제산업은 독점과 발전경쟁 형태의 전력산업 구조를 의미한다. 규제산업에서 송전계획의 특징은, 계획에 따른 시장의 효율성 변화를 가시적으로 나타내기가 어렵다는 점이다. 발전경쟁의 경우, 명목상 시장이 존재하지만 발전측의 단 방향 입찰제도이기 때문에, 수요의 효용(welfare)을 측정할

수 없어 시장의 효율성을 완전히 나타낼 수 없다.

송전망은 앞서 서술한 바와 같이 기반산업이며, 자연독점의 특성을 띠고, 비배제성의 성격을 가져야 하기 때문에, 송전계획은 송전망의 소유주체(국영, 공영, 민영)와 상관없이 사회후생(social welfare) 최대화를 목적으로 계획이 세워지도록 규제를 받는다.

독점구조

발전·송전·배전 그리고 판매 사업이 한 개의 기관(또는 사업자)에 의해 이루어지는 독점산업 구조에서 사회후생 최대화를 목적으로 하는 송전계획은 다음과 같이 나타낼 수 있다[17].

$$Max\{(U(D) - PD) + (PD - FG - VG - CT)\} \quad (2-2)$$

각각의 용어에 대한 정의는 다음과 같다.

$U(D)$: utility for the demand D

PD : payments by consumers

FG : generation fixed costs

VG : generation variable costs

CT : transmission total costs

식에서 $(U(D) - PD)$ 는 수요의 잉여(surplus)를, $(PD - FG - VG - CT)$ 는 공급의 잉여를 나타낸다. CT 로 표현되는 송전계획의 결과는, 다른 모든 항목에 영향을 미친다; 즉, 목적함수에서 송전망 투자는 결정변수이고, 다른 항목들은 종속변수이다. 송전망 투자의 결과에 따라, 발전 투자, 발전 비용, 전력 요금, 수요의

효용(utility)이 모두 달라질 수 있다. 위의 식을 정리하면 다음과 같이 쓸 수 있다.

$$Max\{(U(D) - FG - VG - CT)\} \quad (2-3)$$

발전투자나 발전비용은 계통의 파라미터와 예측값을 가지고 시뮬레이션을 통해 계산해낼 수 있다. 하지만 앞서 언급한 바와 같이 시장이 도입되지 않은 규제산업에서 수요의 효용은 측정하기 어렵다.

송전망 계획이 수요의 효용에 대해 미치는 영향은 크게 두 가지 측면으로 나눌 수 있다. 하나는 송전계획의 결과로 전력 수요의 크기가(엄밀히 말하면, 수요와 공급 곡선이 만나는 점) 달라져 효용을 변화시킬 수 있고, 다른 하나는 송전망 투자의 결과로 계통에 공급지장이 발생하는 정도가 변화되어 이로 인해 수요의 효용이 달라질 수 있다. 경제성을 목적으로 하는 송전계획은 주로 전자와, 신뢰도를 목적으로 하는 송전계획은 주로 후자와 관계된다. 수요의 효용만 따지자면, 규제산업에서 전자는 측정이 어렵고 후자는 어느 정도 추정 가능하다. 공급의 경우에는, 송전망 투자로 인해 발생하는 경제적 잉여가 측정 가능하다. 따라서 규제산업에서 경제성에 관련된 송전망 투자는, 송전망 투자 비용보다 계통 운영비용(발전비용, 손실)의 감소가 클 때 정당화 될 수 있다. 실질적으로 이런 부분에 대한 규제자의 검증이 효율적으로 이루어지기 쉽지 않고, 안전도(예: N-1 contingency criterion)와 같은 계통 신뢰도 기준을 기반으로 구성된 송전망에서 송전투자의 결과로 생성된 공급자의 잉여만으로

투자가 정당화 되기가 쉽지 않으며, 예측 불확실성도 큰 편이라, 규제산업에서 송전계획은 신뢰도 기반의 송전계획이 주를 이룬다. 신뢰도 기반의 송전계획은, 계획의 필요성이 계통의 신뢰도 기준에 의해 제기된다는 것이지 송전투자의 경제성을 고려하지 않는다는 말은 아니다.

신뢰도 기반의 송전계획을 수요의 효용 측면에서 살펴보자. 목적함수의 $U(D)$ 가 연간으로 누적된 수요의 효용을 의미한다고 가정하면, 전력의 공급지장으로 인해 잃어버리게 되는 효용에 대해서는 단위 에너지당 공급지장비용(VOLL: value of lost load)과 연간 공급지장전력량(ENS: energy not served)을 통해 추정할 수 있다. 각각의 송전망 투자후보는 계통에 서로 다른 크기의 연간 공급지장전력량 결과를 낳게 된다. 이렇게 송전계획의 결과 여부에 따라 달라지는 계통 신뢰도는, 그에 상응하는 수요의 효용 크기(즉, VOLL과 ENS의 곱) 차이로 나타낼 수 있다. 수요가 공급지장의 결과로 잃어버리는 효용의 크기이기 때문에 음의 값으로 나타낼 수 있다. 이는 수요의 효용 자체는 아니지만, 수요의 효용에 영향을 미치는 측정 가능한 부분이다. 이것으로 수요의 효용을 대체하면 목적함수는 다음과 같이 다시 쓸 수 있다.

$$Max\{-(VOLL \times ENS) - FG - VG - CT\} \quad (2-4)$$

이 식은 다음과 같다.

$$\text{Min}\{(VOLL \times ENS) + FG + VG + CT\} \quad (2-5)$$

여기서 $(VOLL \times ENS)$ 는 계통 신뢰도 문제로 인한 비용을 나타낸다. 실제 계획에서는 수요의 예측값을 사용한다. 예측의 불확실성을 확률로 모델링하고, 기대값을 이용하면 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\text{Min}\{CT + E[FG + VG + (VOLL \times ENS)]\} \quad (2-6)$$

상기 식을 살펴보면, 초기의 목적이었던 사회후생 최대화 문제에서 비용 최소화 문제로 바뀌었음을 알 수 있다. 고려되는 비용으로는 발전 고정비용, 변동비용, 송전망 투자비용, 그리고 신뢰도 비용이 있으며, 이들을 합친 총 비용 최소화가 송전계획 문제의 목적 함수가 된다. 본 연구에서는 식(2-6)을 기본적인 형태로 활용하였다.

이와 같이 독점구조에서 송전계획자는 현실적인 문제로 인해 사회후생 최대화 문제를 비용 최소화 문제로 바꾸어서 풀게 된다. 이 때 비용최소화 문제의 한계점, 즉, 비용최소화 문제의 결과가 사회후생 최대화 문제의 결과로 이어지지 않는 부분에 대해 규제자는 검증할 필요가 있다.

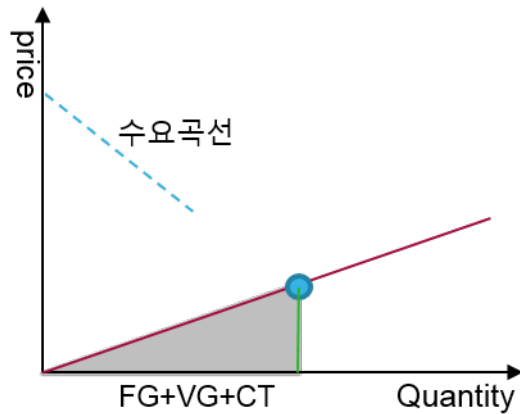


그림 2-2. 독점구조에서의 송전계획 수요곡선과 공급곡선

발전·송전·배전·판매를 독점하고 있는 사업자는 자신의 비용에 따라 공급곡선을 만들 수 있다. 전력의 가격은 총 비용($FG+VG+CT$)을 회수할 수 있는 수준에서 규제를 받아 결정된다. 그림 2-2에서 동그라미로 가격이 결정될 경우, 독점 사업자의 비용은 회색으로 칠해진 세모와 같다.

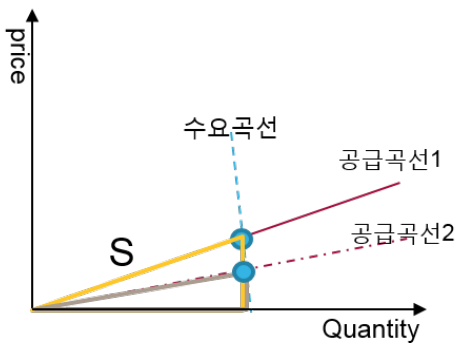


그림 2-3. 송전투자로 인한 변화

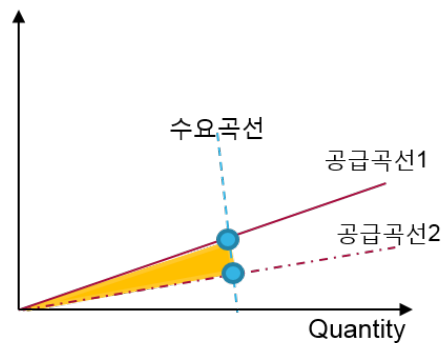


그림 2-4. 증가한 사회후생

그림 2-3과 2-4는 가격탄력성이 거의 없는 수요곡선과, 송전계획

의 결과로 공급곡선1이 공급곡선2로 바뀐 상황을 가정하고 있다. 이때 그림 2-3에서 보이듯 총 독점공급자의 총 비용은 줄어들었다. 그림 2-4는 송전투자로 증가한 사회후생(색이 칠해진 부분)을 보여주고 있는데, 이는 줄어든 독점공급자의 비용과 거의 일치한다.

그림 2-5과 2-6은 가격탄력성이 큰 수요곡선과, 송전계획의 결과로 공급곡선1이 공급곡선 2로 바뀐 상황을 가정하고 있다. 송전투자의 결과, 수요가 크게 증가하였고, 총 비용도 투자 전보다 증가하였다. 사회후생도, 그림 2-6에서 나타난 것처럼 색이 칠해진 부분만큼 증가한다.

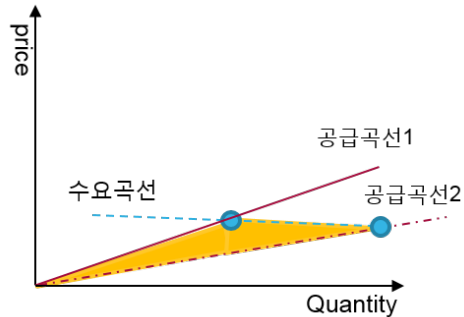
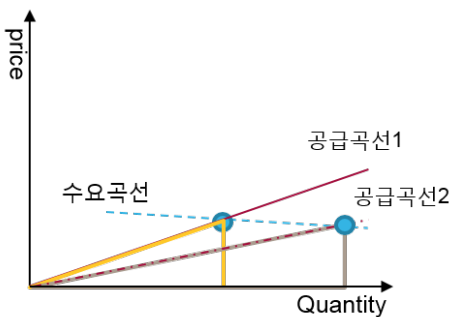


그림 2-5. 송전투자로 인한 변화 그림 2-6. 증가한 사회후생

앞선 경우와 비교했을 때, 이러한 송전투자는 사회 후생이 더 크게 증가함에도 불구하고 총 비용이 증가하기 때문에 비용최소화 문제에서 최적해로 고려되지 않을 수 있다. 결과적으로, 가격탄력성이 큰 수요곡선을 가진 경우에는, 비용최소화 문제가 사회후생 최대화 문제로 이어지지 않을 수도 있다.

이 사례에서 고려한, 송전투자에 따른 공급곡선의 변화는 계통 신뢰도 보다는 경제성을 고려한 송전망 투자에 해당한다. 송전선 투자로 송전혼잡이 줄어들어, 비용이 더 작은 발전기가 더 많이 발전하게 된 것이 공급곡선의 기울기가 낮아지는 형태로 나타났다. 이는 앞서 언급한 송전망 투자가 수요의 효용에 미치는 영향에 대한 것과 일치한다. 송전망 투자로 인한 수요의 효용 변화 중, 경제성에 관한 것은 측정하기 어렵기 때문에 비용 최소화 문제로 변환하여 풀었는데, 그로 인한 한계를 경제성을 고려한 투자의 사례를 통해 보여준 것이다. 이 한계는 특히 수요의 가격탄력성이 클 때 두드러지며, 규제를 받아 정해지는 전력가격의 수준에도 영향을 받는다.

발전경쟁 구조

발전경쟁 구조에서도 송전계획의 기본적인 목적은 사회후생 최대화이다.

$$Max\{(U(D) - PD) + (PD - FG - VG - CT)\} \quad (2-7)$$

발전경쟁 구조에서 $PD = IG + CT$ 로 나뉜다. 여기서 IG 는 발전시장에서 입찰을 통한 발전사의 수입을 의미한다. 발전경쟁 구조에서 송전계획자와 발전사업자는 별개의 사업자이므로, 발전사업자의 비용($FG + VG$)은 정확히 알 수 없다. 발전경쟁 시장이 완전경쟁 시장이며 가격 시스템이 한계가격(marginal pricing)이라고 가정하면, 발전사업자는 변동비로 입찰하고, 한계가격과 변동비의 차이로 고정비

를 회수한다. 그런 가정 하에서 $IG = FG + VG$ 이므로, 식을 정리하면 다음과 같다.

$$Max\{U(D) - (IG + CT)\} \quad (2-8)$$

식에서는 마치 수요가 송전투자에 대한 모든 비용을 부담하는 것처럼 보이지만, 발전사업자와 수요가 송전투자 비용을 반반씩 부담하더라도 식은 결국 같은 형태로 정리된다. 계통에 따라 송전투자 비용을 회수하는 방법은 조금씩 다르며, 이에 대한 내용은 본 연구의 범위를 벗어난다. 독점구조와 마찬가지로 수요의 효용을 측정하기 어려우므로, 같은 과정을 거쳐 다음과 같이 비용 최소화 문제로 귀결된다.

$$Min\{(VOLL \times ENS) + IG + CT\} \quad (2-9)$$

계통한계가격(SMP: System Marginal Pricing)을 가격시스템으로 가정하고, 발전사업자의 연간 수입에 대해 풀어서 쓰면 다음과 같다.

$$IG = \sum_h (SMP_h \times \sum_n P_G^{n,h}) \quad (2-10)$$

상기 식은 한 시간대에 모든 노드(n)에서의 발전량을 합한 값에 그 시간의 계통한계가격을 곱하고, 그 값의 1년(8760 hour) 누적을 보여준다. 이를 통해, 송전계획자는 비용최소화 문제로 계획을 세울 수 있다. 하지만 발전시장 구조에서 시장의 가격과 발전량은 송전계획자에게 불확실한 요소이다. 이 외에도, 발전경쟁 구조는 독점구조와 다른 점이 있으며 다음과 같이 정리할 수 있다.

- 발전계획의 불확실성
- 시장지배력 문제
- 경쟁적 시장의 공정성을 위해 다양한 주체의 형평성문제

첫째로, 송전계획과 발전계획은 밀접한 관계를 가지기 때문에, 발전계획의 불확실성은 송전계획에 큰 영향을 미친다. 발전계획의 불확실성은 크게 세 가지 카테고리로 나눌 수 있다. 발전기 건설의 리드타임에서 오는 불확실성, 건설을 위한 절차 중에 있는 발전기 중 실제 얼마나 지어질지에 대한 불확실성, 그리고 폐기되는 발전기에 대한 불확실성이다[18].

발전기 건설의 리드타임을 살펴보면, 그 기간이 송전선 건설의 리드타임보다 길다면 이미 건설 절차에 들어가 있을 것이기 때문에, 송전계획에서 고려될 수 있다. 대체로 리드타임이 긴 대규모 석탄 발전기와 원자력 발전기가 이에 해당한다. 가스 발전기나 복합화력 발전기, 그리고 최근에 증가하는 재생에너지 발전기들은 리드타임이 짧기 때문에, 건설 여부가 송전계획에 완전히 반영되기 어렵다. 이러한 발전기 건설의 불확실성들이 송전계획에 적절히 반영되는 것은 중요하다.

또한 발전기 건설 절차 중에 있는 발전기라고 모두 건설되는 것은 아니다. 발전설비 같이 자본, 설비, 그리고 사회·환경적 영향이 큰 투자는 절차가 길고 복잡하다. 표 2-2는 미국 전력계통인 PJM, CAISO, ERCOT, AESO의 발전계획 절차 중 송전계획에 반영되는

단계를 보여준다. 고려된 모든 계통이 발전계획 절차 중, 최소한 규제기관의 인증을 거친 후에야 송전계획에 반영하였으며, 대부분 계통이 망 접속 승인 단계를 거친 후, 송전계획에 반영하였다.

표 2-2. 송전계획에 반영되는 발전계획의 절차 단계 예

| | 발전기 종류 | | | | | |
|--------------|--------|------------|-----------|-----------|--------------|---------------|
| | 건설 중 | 망 접속 승인 단계 | 규제기관 인증단계 | 계통영향 평가단계 | 건설 예상 발전기 후보 | 언론 및 정부 발표 단계 |
| PJM | ✓ | ✓ | | | | |
| CAISO 5년 계획 | ✓ | | | | | |
| CAISO 10년 계획 | ✓ | ✓ | ✓ | △ | △ | △ |
| ERCOT | ✓ | ✓ | | △ | △ | △ |
| AESO | ✓ | ✓ | ✓ | △ | △ | △ |

△는 송전계획 시 해당 발전기 고려가 필요하다고 인정되는 경우(자세한 내용은 [18]참고)

발전기 폐기에 대한 불확실성의 경우, 대부분의 설비들이 설계수명을 가지고 있기는 하지만 설비의 경제성, 계통 상황, 환경적 영향, 규제 절차 등에 따라 수명이 연장되거나 단축될 수 있다. 일반적으로 발전사업자에게 발전기 폐기 최소 2~3년 전 공지할 것을 요구하는데, 이는 송전계획의 리드타임에 비해 짧기 때문에 송전계획에 불확실성 요소로 작용할 수 있다.

발전사업자의 시장지배력 문제와 발전시장에서 공정한 경쟁 환경을 조성하는 문제는 송전계획의 주된 목적은 아니지만, 중요한 고려 요소이다. 단, 송전계획의 절차와 기준에서 이 요소들은 본 연구에

서 고려하는 단계(공학적·경제적 계획기준을 가지는)에서 함께 고려되기 보다는, 개별적인 요소로 분석되는 것이 일반적이다.

발전경쟁 구조에서 송전계획은 수요의 효용을 고려하는 측면에서는 독점 구조와 마찬가지로 한계를 가진다. 이외에도, 발전경쟁 시장이 완전경쟁 시장이 아닐 수 있다는 점, 불확실성 요소(시장 가격, 수요, 발전계획)가 독점구조보다 더 많다는 점에서 송전계획이 더 복잡할 수 있다. 만약 발전경쟁 시장이 가격입찰제가 아니라 CBP(Cost Based Pool)의 형태이고, 송전계획자가 그 비용을 알 수 있다면, 송전계획 문제를 독점구조와 같은 형태로 풀 수 있다.

2.4 경쟁적 전력 시장에서의 송전계획

본 절에서 경쟁적 전력 시장이라 함은 전력 산업의 경쟁 구조 중 도매경쟁과, 소매경쟁의 구조 형태를 의미한다. 경쟁적 전력 시장 구조에서 송전계획은, 계획에 따른 시장의 효율성 변화를 가시적으로 나타낼 수 있다. 여기서 말하는 시장은 도매경쟁 시장을 의미한다. 소매경쟁 구조의 경우, 일반적으로 도매경쟁 이후의 단계이기 때문에, 도매경쟁 시장이 이미 존재한다고 보았다. 경쟁적 전력 시장 구조에서는 시장의 효율성을 가시적으로 나타낼 수 있다는 장점이 있다. 이외에도 경쟁적 전력시장 구조에서는 송전망 산업에 이윤 추구를 위한 경쟁 도입도 가능하다. 즉, 이윤 최대화를 목적으로 하

는 송전계획이 세워질 수도 있다는 점이다. 이 경우, 송전 사업자의 이윤최대화가 사회후생 최대화로 이어지도록 시장의 규제자가 메커니즘을 설계하고 감시해야 한다.

우선, 경쟁적 전력시장에서 사회후생 최대화를 목적으로 하는 송전계획을 독점구조에서의 식과 비교해서 살펴보면 다음과 같다.

$$Max\{(U(D) - PD) + (PD - FG - VG - CT)\} \quad (2-11)$$

앞서 독점 구조에서 살펴봤던 상기 식은, 경쟁적 전력시장에서 수요의 효용은 수요의 입찰 가격으로, 수요가 지불하는 금액은 시장 가격에 의해, 발전사업자의 수입은 시장 가격에 의해, 발전사업자의 비용은 발전사업자의 입찰 가격으로 나타나게 된다. 송전망 투자에 대한 비용은 명시적으로 나타낼 수도 있고, 발전과 수요의 입찰 가격에 반영되어 있다고 가정할 수도 있다. 여기서는 입찰가격에 반영되어 있다고 가정하였다. 이를 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$Max \left[\sum_h \left\{ \sum_i P_D^{i,h} (\lambda_D^{i,h} - \lambda_M^h) + \sum_j P_G^{j,h} (\lambda_M^h - \lambda_G^{j,h}) \right\} \right] \quad (2-12)$$

각각의 용어에 대한 정의는 다음과 같다.

i : demand entity

j : producer entity

$P_D^{i,h}$: i 's demand at time h

$P_G^{j,h}$: j 's generation at time h

$\lambda_D^{i,h}$: bidding price of i at time h

$\lambda_G^{j,h}$: bidding price of j at time h

λ_M^h : system marginal price at time h

발전량과 수요의 양이 같다고 제약조건을 덧붙이면, 다음과 같이 정리할 수 있다.

$$Max\{\sum_h(\sum_i P_D^{i,h} \lambda_D^{i,h} - \sum_j P_G^{j,h} \lambda_G^{j,h})\} \quad (2-13)$$

경쟁적 전력시장 구조에서, 위 식은 연간으로 누적시킨 사회후생을 최대화시키는 송전계획의 목적함수로 사용할 수 있다. 주의해야 할 점은, 송전망 투자로 인해 변하는 계통 신뢰도에 대한 영향을 식에서 명시적으로 나타내고 있지는 않다는 점이다. 신뢰도 기반의 송전망 투자인 경우, 그 결과에 따라 공급지장으로 잃어버리는 사회후생에 대한 크기가 달라질 수 있다. 상기 식의 목적함수는 전력시장에서 공급과 수요의 거래에 따른 사회후생만을 나타내고 있다. 전력시장 운영은 한 시간을 단위로(시장에 따라 다를 수 있다) 시연속적으로 이루어지는 반면에, 공급지장은 장기적인 시간에 걸쳐 통계적 특성을 보이며 발생한다. 이러한 차이로, 식의 형태 상, 공급지장을 고려하기 어렵다면, 독점구조에서 사용했던 방식을 적용하는 방법도 있다. 상기 식을 통해서도 시장의 효율성 제고로 인한 사회후생 변화를 나타내고, 신뢰도 기여에 대한 사회후생 변화는 단위 에너지당 공급지장 비용과 연간 공급지장전력량의 곱을 통해 별개로 나타내는 것이다. 새롭게 투입되는 송전선로가 계통 신뢰도에 기여하는 바가 오로지 공급지장 측면만 있는 것은 아니지만, (추정을 통한) 정량화가 가능하고 비용으로의 환산이 가능하기 때문에, 송전계획에서 신

되도는 공급시장 측면을 주로 고려한다. 발전경쟁 구조와 마찬가지로, 경쟁적 전력시장 구조의 송전계획자는 수요예측의 불확실성, 시장의 불확실성, 발전계획의 불확실성을 가지고 있다.

앞서 언급한 바와 같이 경쟁적 전력시장 구조에서는, 송전망 산업에도 경쟁을 도입할 수 있다. 경쟁을 도입하는 주된 이유는 규제산업이 일으킬 수 있는 비효율성과 투자위험 때문이다. 규제산업의 경우, 새로운 기술 투자에 대한 유인책이 부족하고, 유지·보수에 대한 지속적인 규제가 필요하다. 또한 송전산업은 고비용·장기 투자인 만큼 투자위험이 매우 큰데, 규제산업에서 잘못된 투자에 대한 비용은 대부분 수요에게 전가되지만, 경쟁을 도입하면 잘못된 투자의 위험은 투자자가 지게 된다. 하지만 송전산업의 여러 특성으로 인해, 경쟁의 도입이 규제산업의 구조보다 효율적인지에 대해서는 의견이 분분하며[11], 경쟁을 도입한 전력계통도 부분적으로만 경쟁을 도입하였다[19]. 송전계획 단계에서 여러 형태의 경쟁이 존재할 수 있는데, 경쟁의 정도에 따라 크게 다음과 같이 나눌 수 있다.

- 투자에 대한 경쟁
- 송전망 솔루션에 대한 경쟁
- 상업적 송전 투자에 대한 경쟁

투자에 대한 경쟁은, 송전계획자가 사회후생을 최대화 시키는 송전계획을 직접 세우고, 계획의 절차를 밟아 최적 솔루션을 정한 후, 그 솔루션의 투자에 대해서만 경쟁을 도입하는 형태이다. 송전망 솔

투선에 대한 경쟁은, 송전계획자가 특정 지역의 송전망 투자 필요성 (신뢰도 제고 또는 시장 효율성 향상을 위한)을 제안하면, 송전 사업자가 경쟁적으로 솔루션과 투자를 제안하는 방식이다. 이 두 가지 방식(투자에 대한 경쟁과 솔루션에 대한 경쟁)은 송전계획자가 사회 후생을 최대화시키거나 비용 최소화 문제가 되도록 계획의 범위를 어느 정도 정해놓고 그 안에서 경쟁을 도입한 경우이다. 반면에 상업적 송전망 투자에 대한 경쟁의 경우는, 송전사업자가 송전망 투자의 필요성을 직접 제안하고 송전계획자가 이를 검증하여 승인하는 방식이다. 이 경우 송전사업자는, 이윤추구를 위해 제안한 송전계획이 사회후생 증대에 기여함을(혹은 최소한 해치지 않음을) 보여줄 수 있어야 한다. AC 송전망은, 키르히호프의 법칙과 옴의 법칙에 따라 조류가 흐르기 때문에, 직관적인 관념과는 다르게, 새로운 송전선 투입이 전체 사회후생을 해치는 방향으로 작용할 수도 있다[20].

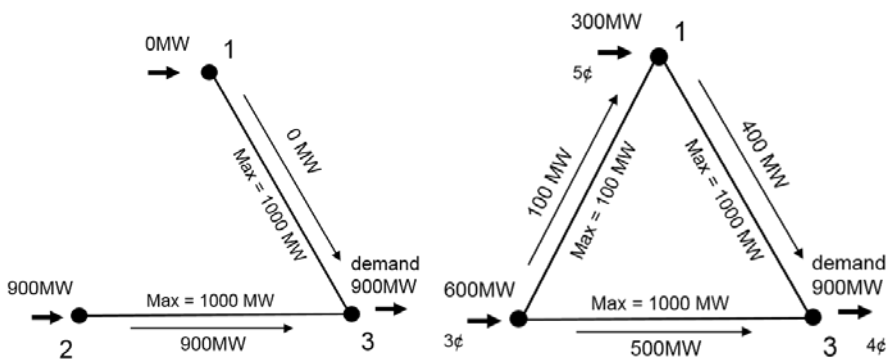


그림 2-7. 초기구성

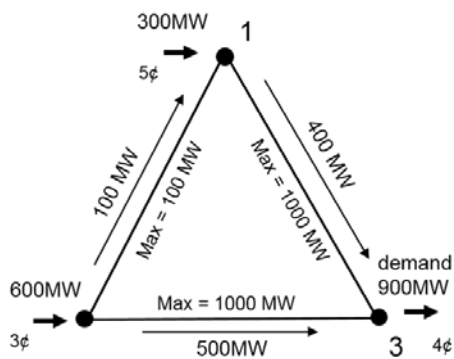


그림 2-8. 송전선로 건설 후

예를 들어 그림 2-7과 같은 nodal pricing mechanism의 계통을 가정하자. 초기 구성에서 모든 노드의 전기 가격은 3¢/MWh 로 같다. 한 시간에 대해 발전사업자는 2700¢ 의 수입을, 부하는 2700¢ 를 지불한다. 이때 송전사업자가 그림 2-8과 같이 1번과 2번노드 사이에 송전용량 100MW 의 송전선로를 건설하였다. 새로운 송전선로로 인해 조류의 흐름이 바뀌고 송전제약에 걸리기 때문에, 1번 노드의 비싼 발전기를 사용할 수 밖에 없다. 따라서 노드 별로 전기 가격이 모두 달라졌다. 이제 한 시간에 대해 발전사업자는 3300¢ 의 수입을 가지고, 부하는 3600¢ 을 지불한다. 발전기가 한계비용으로 입찰하여 잉여가 없다고 가정할 경우, 수요 측 잉여 변화를 통해 총 사회후생 변화를 계산할 수 있다. 수요는 새로운 선로건설로 -900¢ 의 잉여가, 발생했으며, 따라서 총 사회후생 변화도 -900¢ 이 된다. 송전사업자가 혼잡으로 거둬들인 congestion rent를 자신의 수입으로 받을 수 있다면, 1-2번 버스를 잇는 선로를 건설한 송전사업자는 200¢ 의 congestion rent를 받게 된다. 따라서 1-2번 버스를 잇는 새로운 송전선로에 대한 투자는 송전사업자에게 수입을 주지만, 전체 사회후생은 감소시킨다.

계통 운영자는 이런 종류의 상업적 송전망 투자는 막아야 하며, 사회후생을 증가시키는 투자만 허용하여야 한다. 하지만, 모든 투자에 대해 일일이 검증하는 것은 몹시 어렵고 번거로운 일이다. 따라

서 Financial Transmission Right(FTR)이나 Auction Revenue Right(ARR)과 같은 메커니즘을 활용하여, 새로 들어온 송전사업자가 사회후생에 기여하는 만큼 증분(incremental) FTR 또는 ARR을 가져갈 수 있도록 제도를 설계한다.

상업적 송전망 투자에 대한 경쟁을 위해서는 송전망 사업자에게 투자를 위한 가격 신호가 제공되어야 한다. 이는 요금의 형태가 될 수도 있고, nodal 또는 zonal pricing mechanism에서 congestion rent를 기반으로 하는 가격 신호(FTR 또는 ARR)일 수도 있다. 요금의 형태를 띠지 않을 경우, 송전사업자는 발전사업자, 판매사업자 등의 이해관계자와 요금에 대한 장기적인 계약을 기반으로 투자비용을 회수하게 된다. nodal 또는 zonal pricing mechanism에서 congestion rent를 기반으로 하는 수입 메커니즘의 경우, 수요와 시장의 불확실성에 따른 위험이 큰 편이다. 또한 1) 송전망 투자가 규모의 경제를 갖는다는 점, 2)일반적인 전력계통의 송전망은 N-1 또는 N-1-1 등의 안전도 조건을 만족하도록 구성되는 점에 비추어 볼 때, congestion rent를 기반으로 하는 수입 메커니즘만으로 투자 비용회수는 쉽지 않다[14]. 이런 이유로, 계통간 연계선로와 같이 일부 국한된 부분에서 주로 활용된다.

2.5 우리나라 송전계획 제도와 절차

현재 우리나라의 전력산업 구조는 다음과 같다[21].

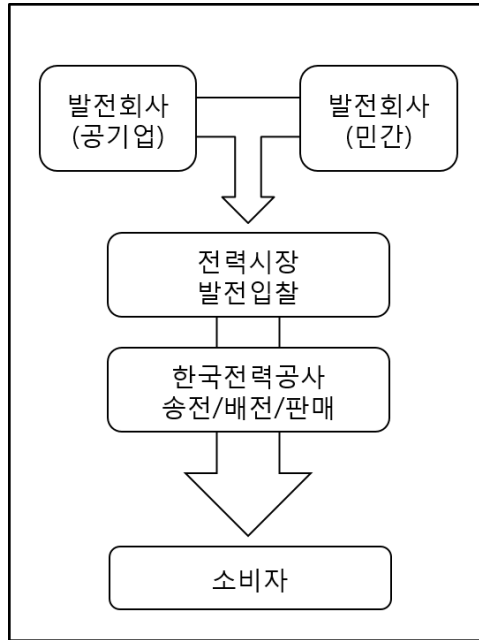


그림 2-9. 우리나라의 전력산업 구조

앞서 설명한 전력산업 구조 중 발전경쟁 구조로, 다수의 발전사업자 간에 경쟁체제를 도입하였다. 현재 발전시장은 CBP 시장이며, 발전회사 중 공기업은 한국전력공사(이하 한전)의 자회사 형태이다. 그림에서처럼 송전 부분은 한전이 담당하고 있으며 송전계획 또한 한전에 의해 이루어진다. 우리나라의 송전계획은 장기송변전설비계획이라고 부른다. 장기송변전설비계획은 전력수급기본계획과 동시에 이루어진다. 전력수급기본계획은 전기사업법 제25조에 수립 근거를

두고 있는데, 전력수급의 안정을 위해 매 2년마다 계획을 수립하고 시행하도록 되어 있다. 이 계획은 15년의 계획기간을 가지는 장기계획으로, 전력정책심의회에서 심의 후 공고된다. 전력수급기본계획은 구조개편 이전, 즉 발전경쟁이 도입되기 전에는, 한전의 독점구조였기 때문에, 비용최소화 개념의 계획을 수립하였다. 발전경쟁이 도입된 후에는 발전산업 부문은 발전 사업자 의향에 따른 전망(Outlook) 형태를 띠고 있으며, 국가에 큰 영향을 미치는 기간산업인 만큼 적정 설비규모에 대해 정부가 유도하는 정책기능을 강화하고 있다. 반면에 송전산업은 부문은 여전히 규제를 받는 독점체제이기

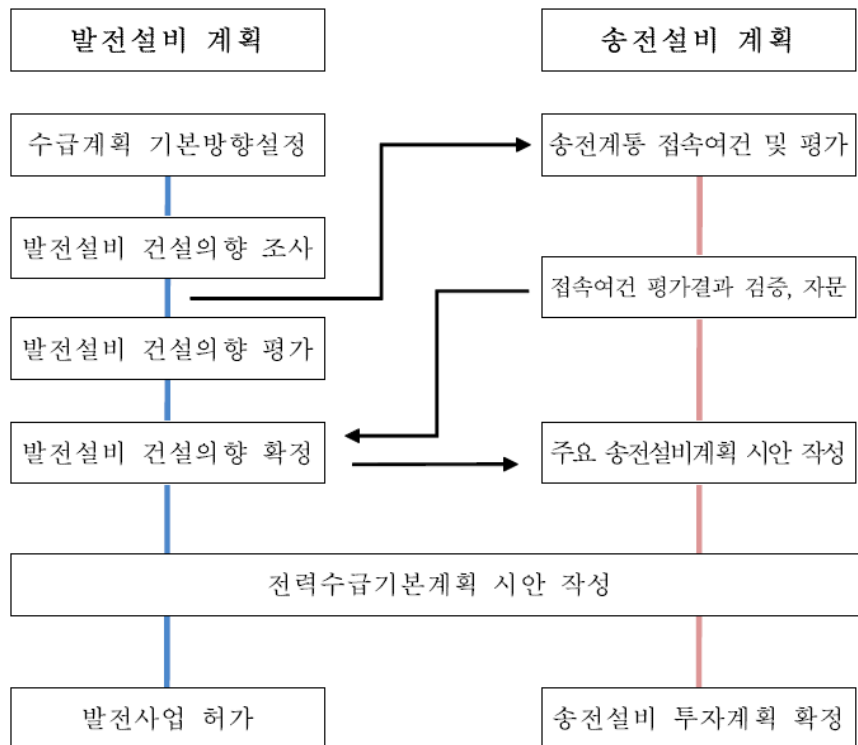


그림 2-10. 발전계획과 송전계획의 관계

때문에 여전히 비용최소화 개념의 계획 형태를 띠고 있다. 발전산업과 송전산업은 밀접한 관계를 가지기 때문에, 7차 전력수급기본계획에서는 그림 2-10과 같은 절차를 가지고 있다. 장기 송변전설비계획은 다음과 같은 수립 기준을 가지고 있다[21].

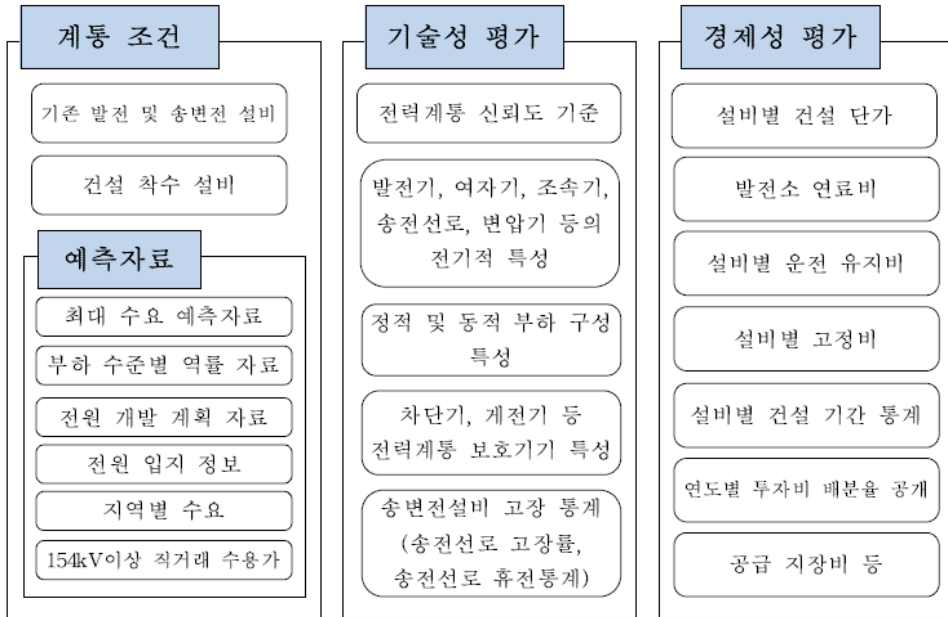


그림 2-11. 장기 송변전설비계획 수립 기준

한전에서 송변전설비계획을 위해서는 다양한 자료의 수집을 필요로 한다. 이는 계통의 파라미터나 예측자료 뿐 아니라, 전원 입지 정보나 부하 수준별 역률 자료 등을 포함한다. 수립 기준은 크게 기술성과 경제성 두 가지로 나눌 수 있다. 기술성은 전력계통 신뢰도에 관한 부분이 주를 이루고, 여러 설비나 장치의 특성 등을 포함한다. 경제성은 크게 투자비용, 생산비용, 신뢰도비용으로 나눌 수 있다.

송전계획은 전압별로 다른 계통구성 목표를 가지고 있다. 이는 다음 그림과 같다[21].

| 전압 | 목표 |
|-------|---|
| 765kV | ○대단위 전원단지와 대용량 부하 밀집지역간 전력수송 ○대규모(3GW 이상) 발전단지 계통연계 |
| 345kV | ○지역 간 간선계통의 주축 유지 ○대도시의 도심지 전력공급원 역할 ○중·대규모(1GW 초과) 발전소 계통연계 |
| 154kV | ○345kV 변전소 단위의 2차 환상망 구성 및 환상망간 연계 ○지방도시의 간선계통 구성 ○소규모(1GW 이하) 발전소 계통연계 |
| 66kV | ○신규건설 억제 및 단계적 축소 |

그림 2-12. 전압 별 계통 활용 목표

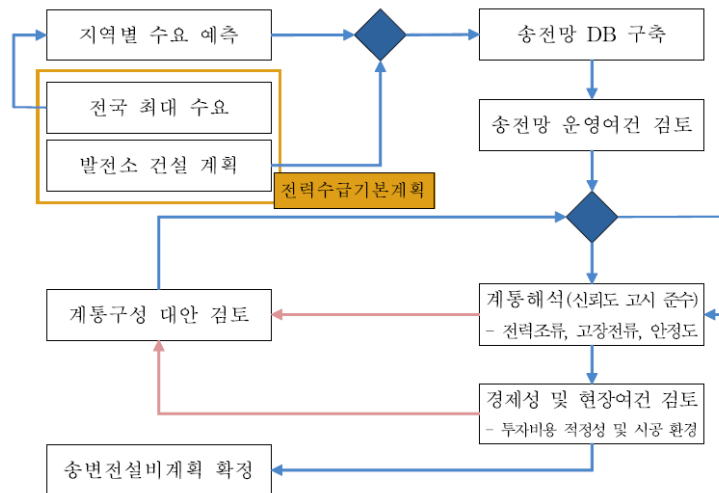


그림 2-13. 장기 송변전설비계획 수립 절차

장기송변전설비 계획의 수립 절차는 도식화하여 그림 2-13과 같이 나타낼 수 있다[21].

전력수급기본계획을 통해 수요예측과 발전소 건설 의향이 결정되면, 송전계획자는 송전망 DB를 구축하고, 송전망 운영여건을 검토한다. 그 후 예측값과 발전소 건설에 대해 계통 해석을 하고 신뢰도 고시를 준수하지 못할 경우, 계통구성 대안을 검토한다. 대안이 신뢰도 조건을 만족하면 경제성 및 현장여건을 검토하고, 최종적으로 송변전설비계획을 확정한다. 이 수립절차에서 검토하는 기술의 목록은 다음과 같다[21].

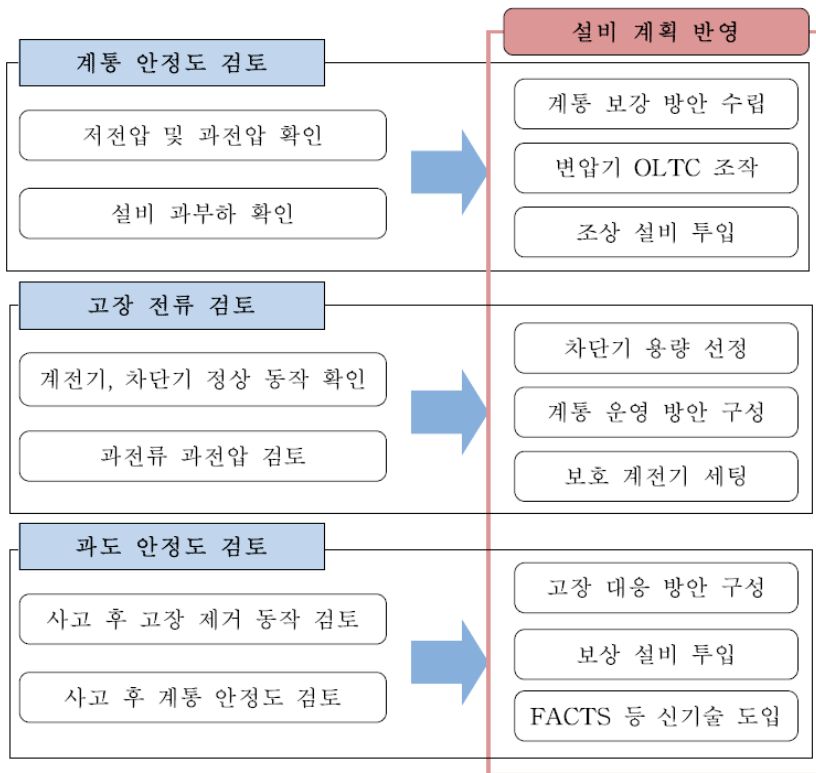


그림 2-14. 장기 송변전설비계획 수립 기술 검토 목록

검토 대상의 부하 조건은 피크부하에 대하여 선로의 과부하 여부를 검토하며, 여러 부하 조건에 대해 Shunt Capacitor나 Shunt Reactor를 이용한 전압보상을 고려한다. 이러한 검토는 주로 PSS/E 프로그램을 이용한다.

신재생에너지가 증가함에 따라, 송전망 레벨에서 신재생에너지 계통연계 확대와, 소규모 신재생에너지 발전사업자의 부담 완화를 목적으로 계통 연계비용 절감, 변전소 접속용량 확대, 설비 보강 등의 다양한 방안을 검토하고 있다.

송전산업이 공기업의 자연독점 형태로 운영되고 있기 때문에, 송전망 건설에 투입된 비용은 규제를 받아 적정한 투자보수율에 따라 회수하게 된다. 이 때 회수해야 하는 비용은 송전설비 초기 투자비(경과지, 선로비용, 건설비용 등) 뿐만 아니라 운영 및 유지·보수 비용을 포함한다. 송전비용 산정방법은 총괄비용법과 한계비용법이 존재한다. 송전비용도 전력시장 참여자에게 일종의 가격신호로 작용한다. 송전비용이 단기적인 전력시장에서 올바른 가격신호로 동작하기 위해서는 요금기준으로 한계비용가격결정 원리를 따라야 한다. 하지만 송전망 산업은 규모의 경제를 지니는 비용체감산업으로, 한계비용이 평균비용보다 현저히 낮기 때문에 한계비용으로는 총 비용을 회수할 수 없다. 반면에 평균비용으로 요금 수준을 결정할 경우, 전력시장에 장기적인 가격 신호 역할은 하지만, 단기 시장 효율성을 저해할 수 있다. 이를 그래프로 나타내면 다음과 같다[22].

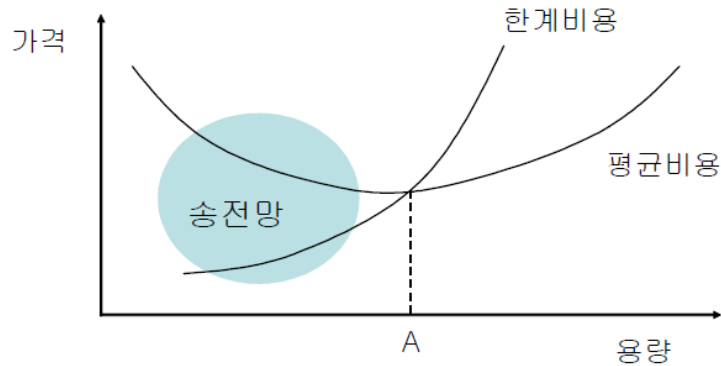


그림 2-15. 송전요금의 비용과 가격 신호

규제를 받는 송전산업의 경우, 가격을 대신한 요금도 시장참여자
에게 장·단기적 신호를 보낼 수 있어야 한다. 따라서 우리나라의 경
우, 한계비용법과 총괄비용법을 모두 적절히 혼용하여 사용하고 있
다. 송전요금은 다음과 같은 설계 원칙을 가져야 한다.

- 비용회수의 보장
- 공평성
- 비차별성
- 경제적 효용성 증진
- 투명성
- 실용성

이 중, 공평성, 경제적 효용성은 매우 중요한 원칙이다. 이 밖에도
일관성이나 단순성과 같은 원칙도 있다. 모든 원칙을 다 지키며 송
전요금을 설계하는 것은 불가능하며, 여러 가치들의 trade off 관계
를 고려하여 적절히 적용하는 방법을 고려해야 한다. 현행 송전이용

요금 구성은 다음과 같다[21].

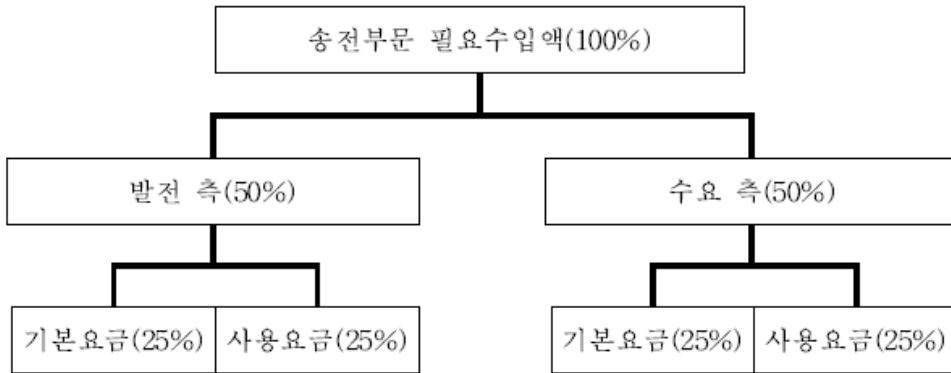


그림 2-16. 현행 송전이용요금 구성

국내 송전요금은 송전이용요금과 접속비용의 합으로 이루어진다. 접속비용은 접속설비 건설 등의 비용을, 이용요금은 실제 사용한 대가에 대해 지급하는 것을 말한다. 국내에서 사용되는 송전요금은 지식경제부에서 제정한 송전이용요금 산정기준과 송배전이용전기설비 이용규정을 근거로 한다. 송전 요금이 가격 신호를 대신해야 하기 때문에, 지역별로 송전요금을 달리한다. 이는 다음 표에 나타나 있다[21].

표 2-3. 발전지역 별 사용요금과 기본요금

| 발전지역 | 사용요금[원/kWh] | 기본요금[원/kW/월] |
|----------|-------------|--------------|
| 수도권 북부지역 | 0.8 | 902.1 |
| 수도권 남부지역 | 1.64 | |
| 비수도권 지역 | 1.97 | |
| 제주지역 | 0.75 | |

표 2-4. 수요지역 별 사용요금과 기본요금

| 수요지역 | 사용요금[원/kWh] | 기본요금[원/kW/월] |
|---------|-------------|--------------|
| 수도권 지역 | 2.84 | 921.9 |
| 비수도권 지역 | 1.70 | |
| 제주지역 | 8.42 | |

국내 전력산업 특성과 에너지 정책상 장거리 송전설비는 불가피하다. 송전설비를 건설할 때, 사회적 합의가 중시되고 있으나, 보상정책의 주민 수용성은 높지 않은 편이다. 이에 따라, 갈등사례가 발생하여 송전설비계획이 지연되는 사례가 종종 발생한다. 대표적인 예로 밀양 송전탑, 서해안 당진화력 송전망, 동해안 송전탑, 새만금 송전선로 등이 있으며 이는 송전선로 건설의 리드타임 자체에도 불확실성이 존재함을 말해준다. 이런 사례가 반복되면, 송전계획자는 과거 사례를 바탕으로 송전선로 건설의 리드타임을 길게 잡게 된다.

제 3 장 송전계획의 모델링과 선행연구

이번 장에서는 송전망 확충 및 보강 계획 중 본 연구에서 중요하게 다루는 이슈와 기존 연구에 대해 살펴보도록 한다. 제 1절에서는 송전망 모델링, 2절에서는 생산비용 모델링, 3절에서는 신뢰도 비용 모델링을 각각 다룬다. 4절에서는 미래의 현금흐름이 현재가치로 환산하는 방법을 다루며, 5절에서는 정태적 방법(static planning)과 동태적 방법(dynamic planning)의 차이 및 관련 연구를 소개한다. 제 6절에서는 선행 연구에 대해서 소개한다.

3.1 송전망 모델링

송전계획 문제에 있어 송전망을 수학적으로 어떻게 모델링하는가는 매우 중요한 문제이다. 여기서 말하는 송전망에 대한 모델링은 송전선로의 물리적 특성(저항, 캐피시턴스, 인덕턴스)이나 네트워크에서의 송전선로 모델링(T-model과 π -model)을 의미하는 것이 아니라, 조류가 흐르는 전력망으로써 송전망에 대한 모델링을 의미한다. 실제 송전망의 특성을 최대한 그대로 반영하여 나타내는 것이 가장 좋은 방법이겠지만, 조합최적화 형태인 송전계획 문제의 계산 복잡성으로 인해 여러 가지 모델이 활용되고 있다. 크게 네 가지로

다음과 같이 나눌 수 있다[23].

- Transportation model
- DC power flow model
- Hybrid model or Disjunctive model
- AC power flow model

이 네 가지 모델은 송전계획에서 검증하고자 하는 문제는 무엇인가, 송전계획의 목적이 무엇인가(예: 개략적인 계산으로 후보를 좁히는 것인지 혹은 최적 후보를 찾는 것인지), 송전계획 문제를 푸는 방법은 무엇으로 할 것인가, 계획 대상의 계통 크기는 어떻게 되는가 등의 문제와 밀접한 관계를 가지고 있다. 각각의 모델은 송전망에 흐르는 조류에 적용되는 물리적 법칙(키르히호프의 전류·전압 법칙, 옴의 법칙)을 적용하는 수준에 차이가 있다. 그 결과로 네 가지 다른 모델이 계산 복잡성, 문제 푸는 방식, 나타낼 수 있는 문제의 정밀함 수준에 차이를 가져온다. 이 중 AC power flow model이 송전망의 조류, 전압, 무효전력, 그리고 손실을 모두 나타낼 수 있는 가장 정밀한 모델링이지만, 가장 복잡하다. 그로 인해 송전계획 절차의 마지막에 최적 후보를 검증하기 위한 수단으로 많이 활용된다. 송전계획에서 AC power flow model을 활용한 자세한 내용은 [20]에서 찾을 수 있다. 본 절에서는 AC power flow model을 제외한 세 가지 모델에 대해 소개한다. 본 연구에서는 그 중 Disjunctive model이 사용되었다.

Transportation model을 이용한 송전계획 문제를 간략히 나타내면 다음과 같다[23].

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} c_{i,j} n_{ij} + \alpha \sum_k r_k \quad (3-1)$$

subject to

$$Sf + g + r = d \quad (3-2)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \overline{f_{ij}} \quad (3-3)$$

$$0 \leq g \leq \overline{g} \quad (3-4)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (3-5)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \overline{n_{ij}} \quad (3-6)$$

$$n_{ij} \text{ integer, } f_{ij} \text{ unbounded} \quad (3-7)$$

각각의 용어에 대한 정의는 다음과 같다.

$(i, j) \in \Omega, k \in \Gamma$

c_{ij} : cost of the circuit

γ_{ij} : susceptance of the circuit

n_{ij} : the number of circuits added to i-j

n_{ij}^0 : the number of circuits in the initial condition

$\overline{n_{ij}}$: the maximum number of circuits that can be added in right-of-way i-j

f_{ij} : power flow

$\overline{f_{ij}}$: maximum power flow

v : total investment cost
 S : branch-node incidence matrix
 f : vector with elements f_{ij}
 g : vector with elements g_k
 \bar{g} : maximum generation value
 Ω : the set of all right-of-ways
 Γ : the set of indices for load buses
 r : the vector of artificial generations with elements r_k
 r_k : loss of load
 α : the unit cost of lost load

각각의 모델을 설명하기 위한 목적이기 때문에, 목적함수는 송전망 투자비용과 신뢰도 비용을 합한 총 비용의 최소화 문제로, 간단하게 정식화한 형태이다. 제약 조건 중, Transportation model 대한 부분은 식(2)에 키르히호프의 전류 법칙 형태로 나타나 있다. 식(2)는 모든 버스에서 공급과 수요가 일치하도록 제약하고 있다. 하지만 송전망에서 조류의 흐름을 제약하는 물리적 법칙은 제약조건에 없다. 이 모델은 원래 선형 계획법의 전형적인 예로 활용되는 Transportation problem을 풀 때 사용되는 모델로, 송전계획에서 활용될 때는 절차의 초기 단계에서 여러 가능성을 확인해보는 차원에서만 사용한다. Transportation model을 활용한 송전계획 문제는 선형혼합정수 계획 문제로, 선형 문제이긴 하지만 조합최적화에 따른 계산복잡성 문제는 여전히 가지고 있다.

DC power flow 모델을 활용한 송전계획 문제는 앞에서의

Transportation model에 다음과 같은 제약조건을 추가하면 된다.

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(n_{ij}^0 + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (3-8)$$

이 제약조건은 송전망에 흐르는 조류의 흐름이 DC power flow 모델을 따른다고 가정하고 물리적 법칙으로 키르히호프의 전압 법칙과 옴의 법칙을 서술하고 있다. DC power flow 모델은 송전망에 흐르는 유효전력에 대한 부분만 나타내며, 무효전력과 전압에 대한 부분은 무시한다. 식에서, 송전계획의 결정변수인 선로투자(n_{ij})가 없다고 가정하면, 조류(f_{ij})와 위상각(θ_i, θ_j)의 관계는 선형으로 나타나기 때문에, 유효전력 계산을 위해 단순화한 조류계산 문제를 풀 때는 DC power flow model이 많이 활용된다. 하지만 송전계획 문제에서 DC power flow model로 인한 제약조건 (8)은 결정변수(n_{ij})와 종속변수(θ_i, θ_j)의 곱으로 인해 비선형 제약조건이다. 따라서 이 모델을 활용한 문제는 비선형혼합정수 계획 문제가 된다. 이 모델을 활용할 경우, 송전계획 특유의 조합최적화 문제에 비선형 특성까지 더해지기 때문에 큰 계통에서 송전계획 문제를 푸는 것이 매우 어렵다.

DC power flow 모델의 비선형성에 대한 단점을 보완하기 위해 활용되는 모델로 Hybrid model과 Disjunctive model이 있다. Hybrid model은 보통 Transportation model이 가지는 선형성의 특징과 DC power flow 모델의 조류 특성을 모두 활용하기 위해 사용

된다. 한 예로, 기존 선로에만 DC power flow model을 적용하고, 투자후보인 새로운 선로에는 Transportation model을 활용하는 방식이 있다. 이 경우 문제는 여전히 선형혼합정수 계획 문제로 남는다. 하지만, 새로운 선로에 흐르는 조류에 대한 물리적 법칙은 고려되지 않았다는 단점을 가지고 있다. Hybrid model은 다른 형태로 활용되기도 한다. AC power flow 모델과 DC power flow 모델의 중간 형태인 Decoupled power flow 모델도 일종의 Hybrid model로 생각할 수 있다.

Disjunctive model은 송전계획 문제를 선형혼합정수 계획 문제로 나타내지만, Hybrid model과 달리, 특정 조건에서 DC power flow model을 활용한 송전계획 문제의 최적해와 같은 해를 보장한다. 다음과 같이 나타낼 수 있다[23].

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} c_{i,j} y_{ij}^p + \alpha \sum_k r_k \quad (3-9)$$

subject to

$$S_0 f^0 + S_1 f^1 + g + r = d \quad (3-10)$$

$$f_{ij}^0 - \gamma_{ij} n_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) = 0, \quad \forall (i, j) \in \Omega_0 \quad (3-11)$$

$$\left| f_{ij}^p - \gamma_{ij} (\theta_i - \theta_j) \right| \leq M (1 - y_{ij}^p), \quad \forall (i, j) \in \Omega \quad (3-12)$$

$$\left| f_{ij}^0 \right| \leq \overline{f_{ij}^0} n_{ij}^0 \quad (3-13)$$

$$\left| f_{ij}^k \right| \leq \overline{f_{ij}^p} y_{ij}^p \quad (3-14)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (3-15)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (3-16)$$

$$y_{ij}^p \in \{0,1\}, \quad (i,j) \in \Omega, \quad p=1,2,\dots,p \quad (3-17)$$

$$f_{ij}^0, f_{ij}^p \text{ and } \theta_j \text{ unbounded} \quad (3-18)$$

각각의 용어에 대한 정의는 다음과 같다.

p : the number of circuits that can be added to a right-of-way

f^0 : the vector of flows in the circuits of the initial configuration

S_l : the node-branch incidence matrix of the candidate circuits

f^l : the vector of flows in the candidate circuits

M : a disjunctive parameter

Disjunctive model의 가장 큰 특징은 문제에서 송전투자를 나타내는 결정변수를 정수가 아닌 이진변수(y_{ij}^p)로 나타낸다는 점이다. 이진변수로 나타내었을 때, DC power flow model의 비선형제약 조건은 Hybrid model을 활용해 선형제약 조건인 식(3)과 (4)로 대체할 수 있다. 따라서 Disjunctive model을 활용한 송전계획 문제는 선형혼합정수 계획 문제가 된다. 따라서 적절한 M값을 선택하면 DC power flow model의 비선형제약조건이 선형제약조건인 식(3)과 (4)로 대체될 수 있다. 이 모델의 장점은 문제를 푸는 방법으로 혼합이진정수 계획법을 활용할 수 있다는 점이 있고, 단점으로는 새로운 이진 변수 도입과, 적절한 M값의 선택에 있다.

3.2 생산비용 모델링

제 2장에서 송전계획 문제는 사회후생 최대화를 목적으로 하고 있으며, 사회후생 최대화는 전력산업 구조에 따라 비용 최소화 형태로 나타낼 수도 있음을 설명하였다. 여기서 비용은 크게 세 가지 형태(송전망 투자비용, 생산비용, 신뢰도 비용)로 나뉘었다. 이 절에서는 생산비용의 모델링에 대해 설명한다.

전력산업이 독점구조일 때는 송전계획자가 생산비용에 대한 데이터를 직접적으로 활용할 수 있다. 발전경쟁 구조의 경우, 발전시장의 가격메커니즘이 CBP 형태라면, 발전사업자가 입찰한 비용함수에 대한 정보를 송전계획자가 이용 가능하다는 가정하에, 생산비용에 대한 데이터 활용이 가능하다. 그 이외의 경쟁적 전력 시장구조에서 송전계획자가 발전사업자의 생산비용에 대한 직접적인 데이터를 얻기는 통상적으로 어렵다. 그러나 발전시장이나 도매시장이 충분히 경쟁적이라는 가정하에서, 발전사업자의 입찰 함수를 통한 비용 추정은 가능하다.

발전사업자의 투자로 인해 드는 비용은 다음과 같은 카테고리로 구분할 수 있다[24].

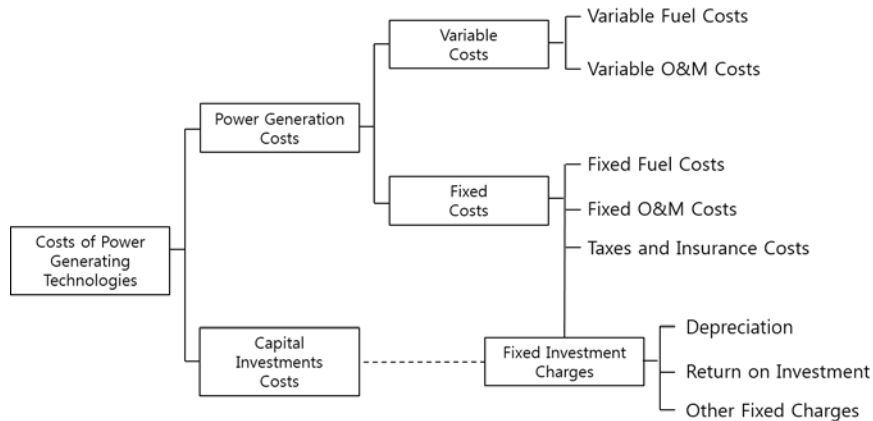


그림 3-1. 발전사업자의 비용 카테고리

위 그림은 발전사업자가 계획의(즉, 장기적인) 관점에서 바라본 비용에 대한 카테고리를 나타낸다. (1)Power Generation Costs는 \$/kWh 단위로 나타낼 수 있는 비용, 즉 총 발전량에 따라 달라질 수 있는 비용이고, (2)Capital Investment Costs는 \$/kw 단위로 나타낼 수 있는 비용, 즉 초기 투자 시 설비 용량에 따라 달라질 수 있는 비용을 나타낸다.

본 절에서 다루고자 하는 발전사업자의 생산비용은 그림에서 Power Generation Cost에 해당한다. 생산 비용은 다시 변동비(Variable Costs)와 고정비(Fixed Costs)로 나눌 수 있고, 계획의 관점에서 볼 때는 Fixed Investment Charges도 Fixed Costs에 포함시킬 수 있다. 점선으로 표시된 것은 Fixed Investment Charges가 Capital Investment Costs에 따라 달라질 수 있는 비용임을 나타낸다.

모든 종류의 발전기에 대해 그림과 같이 비용을 나타낼 수 있다. 수력발전이나 재생에너지(태양광, 풍력) 발전의 경우에는 Capital Investment Costs가 크고, 변동비는 제로에 가깝다. 반면에 가스 발전기는 변동비가 상대적으로 큰 편이다. 본 연구에서는 생산비용 모델을 단순화 하기 위해, 계통이 steam turbine 발전기로만 구성되어 있다고 가정하고, steam turbine 발전기의 생산비용에 대한 모델링에 대해서만 다룬다. steam turbine 발전기의 이상적인 Input-output curve를 나타내면 다음과 같다[25].

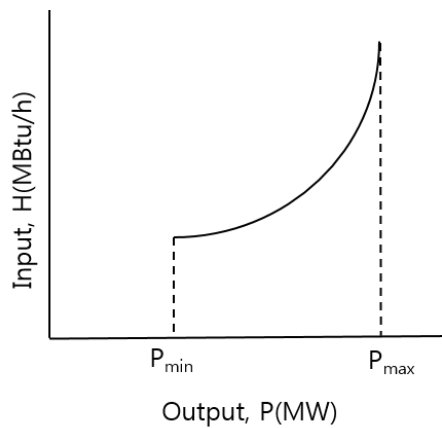


그림 3-2. 발전기 Input-output curve

y축의 H는 Btu per hour heat input to the unit(or MBtu/h)를 의미한다. Btu는 열량의 단위이고, 이상적인 커브라는 의미는 부드러운 이차곡선의 형태로 나타내었다는 뜻이다. 이 그래프를 식의 형태로 나타내면 다음과 같다.

$$H\left(\frac{MBtu}{h}\right) = a + bP + cP^2 \quad (3-19)$$

연료의 비용은 $\$/MBtu$ 로 나타낼 수 있으며 파라미터(a, b, c)는 발전기 특성에 따라 달라진다. 상기 식은 발전기의 생산비용을 나타내고 있다. 장기 계획에서, 발전기의 생산비용을 2차함수 형태로 나타낼 경우 문제의 복잡성이 커지기 때문에, 일반적으로 송전계획 문제에서는 생산비용을 piece-wise linear 함수나 linear 함수로 단순화 시킨다. 이것을 그림으로 나타내면 다음과 같다[25].

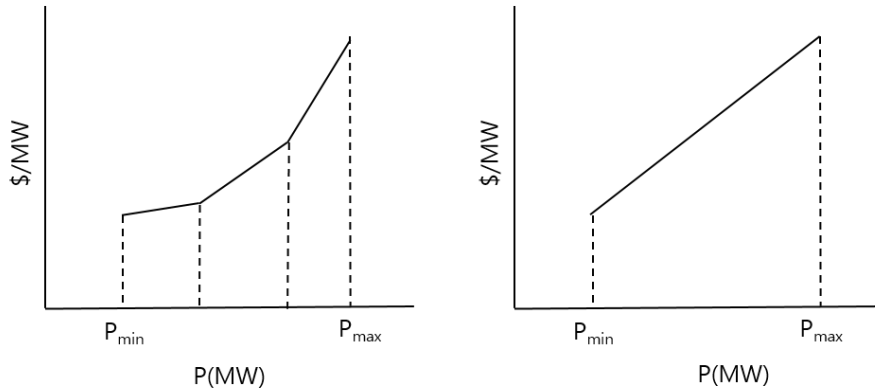


그림 3-3. 스팀발전기의 piece-wise linear와 linear 곡선

이와 같이 생산비용에 대해 선형 비용함수를 가정하면, 송전계획 문제의 목적함수를 선형으로 유지할 수 있다. 생산비용의 모델링 차이는 계획 기간, 연구의 목적 등에 따라 달라진다. 본 연구는 장기 계획문제이며, 송전계획 문제의 복잡성을 고려해 생산비용을 linear 함수를 통해 모델링 하였다.

3.3 신뢰도비용 모델링

송전계획에서의 신뢰도

송전계획의 프로세스는 신뢰도 기준에 따라 여러 단계로 나눌 수 있다. 계획의 초기 단계에서는, 송전망 구성이 장기적이고 통계적인 관점에서 적정한지 평가한다. 이를 적정성(adequacy) 평가라고 한다. 시스템의 수급이 한계에 다다를 수 있는 상황을 대표적으로 몇 개 만들고 테스트하여 부하 차단량 양을 기준으로 삼거나, 확률적인 방법을 통해 LOLE(loss of load expectation) 지수를 기준으로 삼기도 한다. LOLE 지수는 발전기와 수요의 통계적 특성을 확률형태로 모델링하여, 공급지장이 발생하는 평균 시간을 보여준다. 현재는 LOLE 지수는 송전레벨에서까지 평가가 가능하도록 연구가 되어 있다[26].

설비 적정성이 평가되면 송전설비 구성이 계통 운영의 신뢰도 기준에 적합한지를 평가한다. $(N-\alpha)$ 와 같은 상정사고를 통해 시스템과 송전망이 사고에도 안전한 운영이 가능한지 분석한다[26]. 이를 안전도(security) 평가라고 한다. 계통에 간헐적이고 변동성이 큰 재생에너지 자원이 많이 들어옴에 따라, 안전도 평가는 상정사고 고려에 머물지 않고, 송전망이 ramping 자원과 예비력 자원을 계통이 필요로 하는 만큼 빠르게 공급할 수 있는지도 평가도 연구되고 있다.

마지막으로 안전도와 고장전류에 대한 진단이 있다. 이 단계에서

는 송전망 구성(topology)이 어느 정도 완성된 상태이다. 안전도와 고장전류에 대한 진단은 앞선 적정성이나 안전도 평가와 다른 종류의 설비 파라미터가 필요하다. 또한 학술적인 역량만큼이나 엔지니어의 역량도 필요하다.

앞서 소개한 신뢰도 기준에 대한 다양한 평가 방법이 한 연구에서 모두 이루어지기는 어렵다. 대부분의 연구는 adequacy를 포함하고, 일부 연구는 security를 포함한다. 안전도와 고장전류는 보통 송전선의 입지가 먼저 결정된 후 실무진의 엔지니어링 테스트를 거쳐 진단할 수 있다. 일부 연구는 계통 상황이나 구성에 맞게 신뢰도 기준을 새롭게 추가하기도 한다. 본 연구에서는 부하차단의 양을 비용으로 환산하여 계통 신뢰도를 살펴보았다.

신뢰도 비용 모델링

앞 절에서는 송전계획 문제의 세 가지 형태의 비용(송전망 투자비용, 생산비용, 신뢰도 비용) 중 생산비용 모델링에 대해 설명하였다. 이 절에서는 신뢰도 비용에 대해 설명한다.

제 2장에서 사회후생 최대화를 목적으로 하는 송전계획 문제의 목적함수에 있는 $U(D)$ 를 특정 조건에서 신뢰도 비용으로 대체할 수 있음을 살펴보았다. 여기서 신뢰도 비용은 전력의 공급지장으로 인해 잃어버리게 되는 효용에 대해서는 단위 에너지당 공급지장비용(VOLL: value of lost load)과 연간 공급지장전력량(ENS: energy

not served)의 곱을 통해 추정할 수 있음을 보였다. 연간 공급지장 전력량은 송전계획 문제에서 계통 시뮬레이션의 결과로 나오는 값인 반면에, 단위 에너지당 공급지장비용(이하 공급지장비용)은 송전계획자에게 파라미터로 주어지는 값이다.

공급지장비용

공급지장 비용은 전력 계통의 안전도를 유지하는 것에 대한 가치를 알려주고, 적절한 신뢰도 수준에 대해서도 추정할 수 있으며, 이를 통해 신뢰도를 유지하기 위한 투자에 대한 가격 또는 비용 보상에 대한 신호로 작용할 수 있기 때문에 매우 중요하다.

공급지장비용은 전기 사용자에 따라 달라지는 값이다. 전기 사용자는 예를 들어, 가정용(domestic), 산업용(Industrial), 상업용(commercial)으로 나눌 수 있다. 실제로는 개개인 또는 개별 사업자의 전기에 대한 공급지장비용은 다 다르겠지만, 모든 사용자에 대한 공급지장비용 계산은 불가능하기 때문에, 적절한 카테고리를 활용하여 추정하는 방법을 사용한다. 공급지장비용은, 전기 사용자에게 정전을 기꺼이 감수하고 받을 용의가 있는 금액(WTA: willingness-to-accept)과 정전을 피하기 위해 지불할 용의가 있는 금액(WTP: willingness-to-pay), 이 두 가지를 통해 추정하는 방법이 있다[27]. WTA와 WTP는 공급지장 발생 기간, 계절, 요일, 시간에 따라 달라 질 수 있는 값이다.

다음 표는 영국의 가정용 전기 사용자에 대해 WTA와 WTP를 조사한 값이다[27].

표 3-1. 가정용 전기사용자의 상황 별 WTA와 WTP

| | 겨울 아님 | 겨울 아님 | 겨울 아님 | 겨울 아님 | 겨울 | 겨울 | 겨울 | 겨울 |
|----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|--------|--------|
| | 피크 아님 | 피크 아님 | 피크 | 피크 | 피크 아님 | 피크 아님 | 피크 | 피크 |
| | 주말 | 주중 | 주말 | 주중 | 주말 | 주중 | 주말 | 주중 |
| WTA (£/MWh) | 9,550 | 6,957 | 9,257 | 11,145 | 10,982 | 9,100 | 10,289 | 11,820 |
| WTP (£/MWh) | 2,766 | 101 | 105 | 1,805 | 2,240 | 315 | 208 | 1651 |

WTA의 경우 £6,957/MWh에서 £11,820까지 다양한 수준의 값을 가지고 있다. WTA가 가장 높은 시간대는 주말의 겨울 피크로 나타났으며, 가장 낮은 시간대는 겨울이 아닌 계절의 주중 피크가 아닌 시간대로 나타났다.

WTA가 WTP값보다 훨씬 높은 값으로 나타났는데, 이는 전기사용자가, 이미 자신이 사용하고 있는 전기 서비스에 대해서 중지될 때는 상대적으로 큰 보상을 바라지만, 전기 서비스를 유지하기 위해서 드는 비용으로는 상대적으로 작은 값을 지불하고 싶어하기 때문이다. 공급지장비용 추정을 위해서는 WTP보다 WTA 값이 더 적절한 값일 수 있다. 공급지장비용은 실제 공급지장이 일어난 전기 사용자에게 지불해야 하는 금액 혹은 그 전기 사용자가 잃어버린 전

기에너지의 가치이기 때문이다.

다음은 중소기업(SME: small and medium sized businesses)의 전기 사용자에 대한 값을 나타내고 있다[27].

표 3-2. SME의 상황별 WTA와 WTP

| | 겨울 아님 | 겨울 아님 | 겨울 아님 | 겨울 아님 | 겨울 | 겨울 | 겨울 | 겨울 |
|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|--------|--------|
| | 피크 아님 | 피크 아님 | 피크 | 피크 | 피크 아님 | 피크 아님 | 피크 | 피크 |
| | 주말 | 주중 | 주말 | 주중 | 주말 | 주중 | 주말 | 주중 |
| WTA (£/MWh) | 37,944 | 36,887 | 33,358 | 34,195 | 44,149 | 39,213 | 35,488 | 39,863 |
| WTP (£/MWh) | 21,864 | 19,271 | 20,048 | 24,175 | 26,346 | 21,325 | 21,685 | 27,859 |

SME 전기 사용자의 경우, 가정용 전기 사용자보다 공급지장에 훨씬 민감한 것을 표의 값을 통해 알 수 있다. WTA와 WTP 값의 전체적인 경향성은 앞서 가정용 전기 사용자와 비슷하다. WTA의 경우, 가장 작은 값은 £33,358/MWh 이고 가장 큰 값은 £44,149/MWh이다. 가정용 전기 사용자에 비해 SME 전기 사용자들은 공급지장에 대한 가치를 약 3~4배 정도 더 크게 느끼고 있다. 영국의 전력산업 규제기관인 이러한 값들을 분석해, 겨울의 주중 피크부하 기간에 대해, 가정용 전기사용자의 SME 전기사용자들의 단위에너지당 공급지장비용(VOLL)을 £16,940/MWh으로 추정하고 있다. 현재 유로화 환율을(1유로에 1280원) 적용할 경우, 우리나라 돈으로 환산하면 1MWh 당 2170만원을 공급지장비용으로 보고 있

다. 이는 우리나라의 산업용 전기 사용자가 1시간의 공급지장에 대해 느끼는 공급지장비용에 대한 값과 거의 일치한다[28].

표 3-3. 우리나라 산업체의 기간별 공급지장비용

| 업종 구분 | 3초 이하 | 1분 이하 | 20분 이하 | 1시간 이하 | 2시간 이하 | 4시간 이하 | 8시간 이하 |
|-------------------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 산업체 전체 [천원/kw] | 50 | 97 | 138 | 213 | 307 | 493 | 708 |

공급지장전력량

전력계통의 계통구조를 그리면 다음과 같이 나타낼 수 있다.

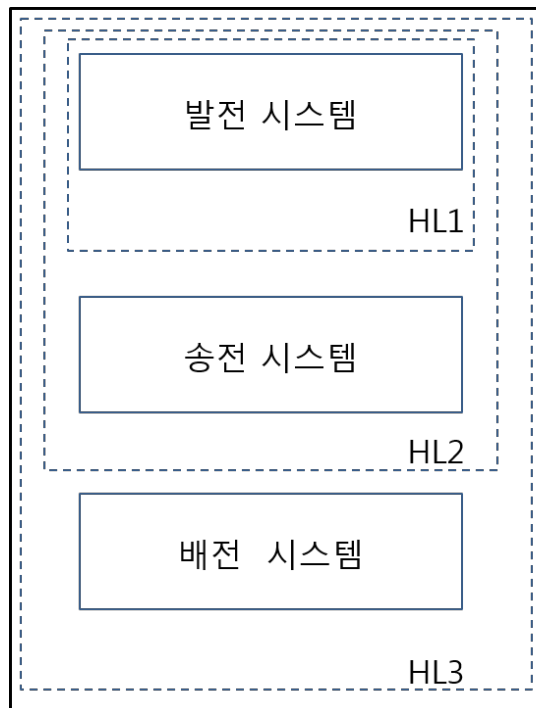


그림 3-4. 전력계통의 계층 구조

HL1은 발전시스템을, HL2는 발전시스템과 송전시스템을, HL3는 발전·송전·배전 시스템을 말한다. 본 연구는 전력계통 중, 발전시스템과 송전시스템을 고려한, 송전계획에 대하여 다루고 있다. HL2에서 계통 신뢰도를 고려하기 위한 신뢰도 지수는 다음과 같이 나눌 수 있다[26].

표 3-4. 기본적인 지수

| | |
|---|------------|
| 실패확률(Probability of Failure) | : $LOLP_1$ |
| 실패빈도 기대수(Expected frequency of failure) | : LOLF |
| 부하차단 시간확률(Probability of load curtailment) | : $LOLP_2$ |
| 전압위반 기대치수 (Expected number of voltage violation) | : ENVV |
| 부하차단 기대치수 (Expected number of load curtailments) | : ENLC |
| 부하차단전력 기대치(Expected load curtailed) | : EDNS |
| 공급지장전력량 기대치(Expected energy not supplied) | : EENS |
| 부하차단지속시간 기대치 (Expected duration of load curtailment) | : LOLE |

표 3-5. 최대치 지수

| | |
|--|--------|
| 최대부하차단(Maximum load curtailments) | : MLC |
| 최대차단전력량(Maximum energy curtailed) | : MEC |
| 차단부하최대지속시간 (Maximum duration of load curtailment) | : MLDC |

표 3-6. 평균치 지수

| | |
|--|--------|
| 평균부하차단(Average load curtailments) | : ALC |
| 평균차단전력량(Average energy curtailed) | : AEC |
| 차단부하평균지속시간(Average duration of load curtailment) | : ALDC |

표 3-7. 모션분리 지수

| | |
|--|--------|
| 부하차단기대치수 (Expected number of load curtailments) | : ENLC |
| 부하차단전력기대치(Expected load curtailed) | : EDNS |
| 공급지장전력량기대치(Expected energy not supplied) | : LOEE |
| 부하차단지속시간기대치 (Expected duration of load curtailment) | : LOLE |

공급지장전력량은 HL1만 고려하여 계산할 수도 있고, HL2에서도 계산할 수 있는 값이다. 본 연구에서는 수요의 불확실성을 고려하였기 때문에, HL2 계통을 시뮬레이션의 결과로 나오는 값은 공급지장 전력량의 기대값(EENS)이 된다. HL2에서의 EENS 값은 HL1에서의 LOEE와 동일한 개념의 신뢰도 지수이다. 공급지장전력량의 기대치를 사용할 때 그 단위를 days/year를 사용할 것인지, hours/year로 사용할 것인지에 대해 주의해야 한다. 이는 신뢰도 평가를 위해 입력한 파라미터 중 부하지속곡선을 8760h의 형태로 사용하느냐, 아니면 365 days 값을 사용하느냐에 따라 달랐다. days/year로 나온

결과값을 단순히 24h를 곱하여 단위를 변환하게 되면 그 계산에 오류를 범하게 된다. EENS는 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$EENS = \sum_{k \in NB} \sum_{i \in S} (L_{ki} D_{ki} F_i) \quad (3-20)$$

각각의 용어는 다음과 같다.

D_{ki} : 계통실패상태 i 의 모선 k 에서의 지속시간

F_i : 계통상태 i 의 이탈빈도

L_{ki} : 계통상태 i 에서 k 모선에서의 전력부족량

S : 전력부족과 관련된 계통의 모든 집합상태

NB : 계통모선의 집합

주어진 부하의 기간이 8760시간이라면 다음과 같다.

$$EENS = \sum_{k \in NB} \sum_{i \in S} (L_{ki} P_i \times 8760) \quad (3-21)$$

여기서 P_i 는 계통상태 i 의 출현확률이다.

부하지속곡선[26]

공급지장전력량 기대치를 구하기 위해서는 부하의 변동곡선을 크기순서대로 정렬한 부하지속곡선(LDC: load duration curve)가 필요하다. 다음 그림은 시간별 부하 변동곡선(hourly load variation curve)을 보여준다. 1년, 즉 8760시간의 부하에 대해 시간 별로 부하가 어떻게 변하는지를 나타내주고 있다. 이를 크기별로 정렬하여 나타내면 시간별 부하지속곡선(hourly load duration curve)이 된다.

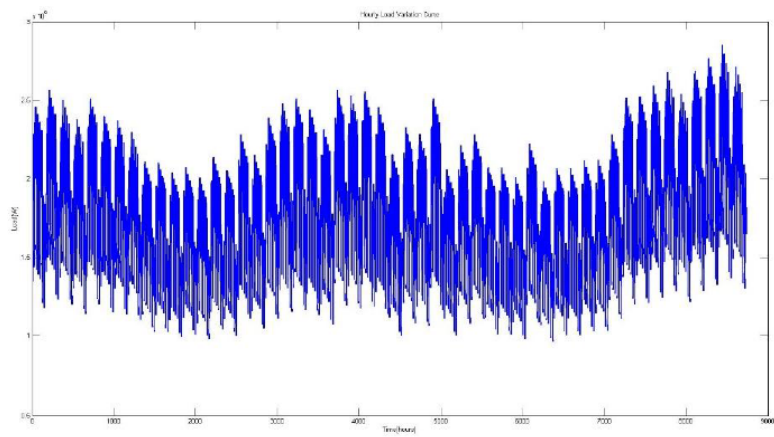


그림 3-5. 시간별 부하변동곡선의 예

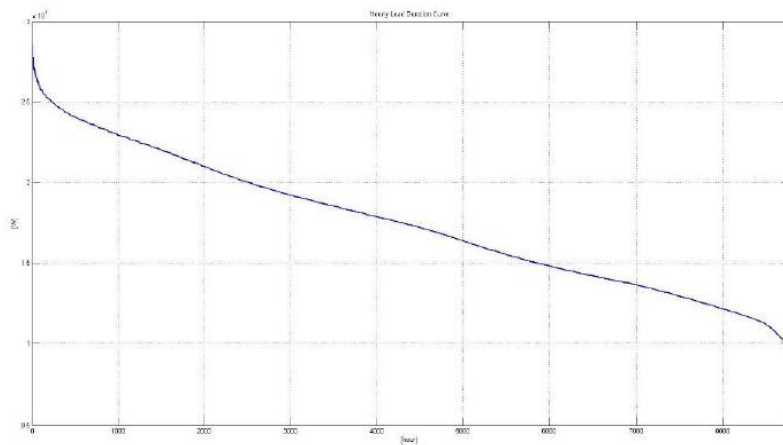


그림 3-6. 부하지속곡선의 예

만약 일별 부하변동곡선을 사용하였다면, 크기별로 정렬하였을 때 일별 부하지속곡선을 얻을 수 있다. 부하지속곡선에서 x축과 y축을 바꿔서 곡선을 그리면 이를 역부하지속곡선 또는 전도된 부하지속곡선(inverted load duration curve)이라고 부른다. 이러한 역부하지속

곡선은 부하크기와 시간이 서로 일대일 대응함수가 된다. 수요의 불확실성을 고려하기 위해서는, 이 곡선을 확률의 형태로 만들어야 한다. 주어진 총 시간(day 또는 hour)에 대하여 정규화를 시키면 정규화된 역부하지속곡선을 만들 수 있다. 정규화 하였기 때문에 y축은 0에서 1의 범위를 가지고 있다. 이함수를 $\Phi(x)$ 라고 하였을 때, $\Phi^*(x)=1-\Phi(x)$ 를 구해보면 이는 누적확률분포함수(cumulative distribution function)의 모양이 된다. 다음 그림이 $\Phi^*(x)$ 의 형태를 보여주고 있다.

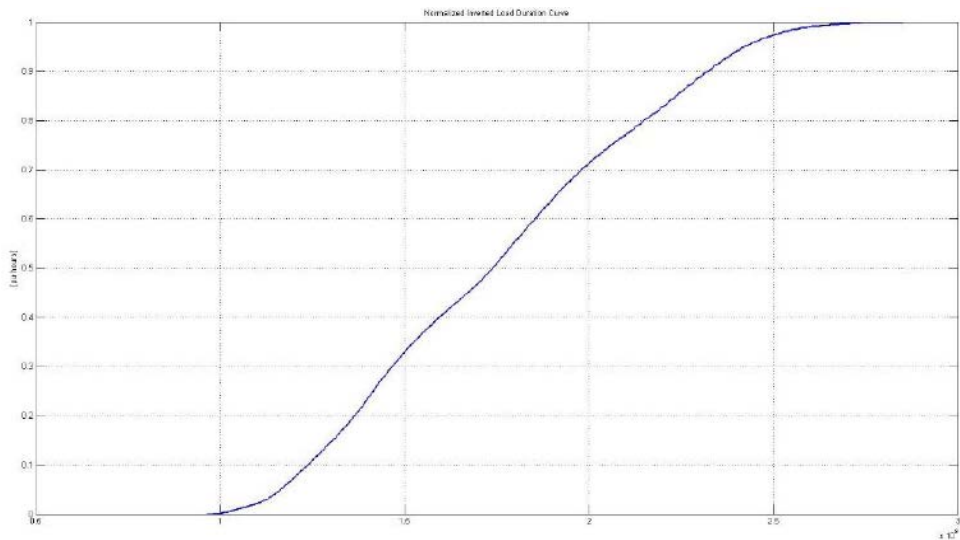


그림 3-7. 누적확률분포 형태의 함수

이 함수를 누적확률분포함수라고 가정할 경우, 부하 x [MW]에서 발생할 시간의 확률밀도함수(probability density function)는 $\Phi^*(x)$

를 미분하여 구할 수 있다. 이를 식으로 나타내면 다음과 같다.

$$\phi(x) = d\Phi^*(x) / dx = -d\Phi(x) / dx \quad (3-22)$$

여기서 $\phi(x)$ 는 부하 x [MW]에서의 발생할 시간의 확률밀도함수를 의미한다. 이는 어디까지나 부하지속곡선을 확률함수의 형태로 표현한 것으로, 실제 부하의 불확실성을 반영한 것은 아니다. 미래의 부하 불확실성을 표현하는 방법으로, 부하의 변수 x 를 확률 변수 형태로 나타내는 방법이 있다. 임의의 부하 크기(x)가 기대치와 표준편차를 가지는 정규분포를 따른다고 가정하면 부하의 확률변수 X 는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$X = N(m, \sigma^2) \quad (3-23)$$

실제 미래의 연간 부하를 시간별로 나타낸다면, 부하지속곡선과 같은 형태를 띠면서 동시에 불확실성을 지니게 된다. 신뢰도를 기반으로 하는 송전계획의 관점에서 볼 때, 피크부하가 중요한 요소이다. 이러한 피크부하의 불확실성은 정규분포 형태로 모델링이 가능하지만, 1년의 8760시간 동안 내내 피크부하를 가지는 것은 아니다. 따라서 피크부하의 불확실성을 고려하더라도, 부하지속곡선과 같은 형태를 어느 정도 고려할 필요가 있다. 본 연구에서는 피크부하를 고려하되, 부하의 단계를 총 3단계(피크부하, 중간부하, 기저부하)로 나누어 고려하였다.

3.4 비용의 현재가치 모델링

앞 절에서 송전계획 문제의 세 가지 형태의 비용(송전망 투자비용, 생산비용, 신뢰도 비용)에 대해 설명하였다. 송전계획은 장기계획으로 계획의 목적함수에 고려되는 일부 비용은 장시간에 걸쳐 발생하기 때문에, 송전계획자는 미래의 비용을 현재가치(present value)로 환산하여 계산할 필요가 있다. 송전망 투자비용을 초기 투자비용으로 가정할 경우, 생산비용과 신뢰도 비용에 대해서만 현재가치로 환산하면 된다. 그런데 본 연구에서는 투자후보의 리드타임을 고려하였기 때문에, 송전망 투자비용이 꼭 현재시점에 발생하는 것은 아니다. 따라서 본 연구에서는 세 가지 형태의 비용 모두 현재가치로 환산할 필요가 있다.

현재가치(present value)는 미래의 현금흐름(비용이나 수입 등)을 일정한 할인율(discount rate)으로 할인하여, 가치 평가를 하는 현재 시점으로 환산하여 산출한 가치를 말한다[최재석 교수님 책]. 여기서 할인율이란 미래의 현금흐름을 현재가치로 환산하기 위해 사용하는 이자율(interest rate)을 의미한다. 일반적으로 학술분야에서 이용되는 할인율은 현금흐름에 위험이 없다고 가정하는 무위험이자율이다. 무위험이자율은 은행의 예금이자율이나 국공채 이자율을 활용할 수 있다. 실질적으로 은행 예금이자율이나 국공채 이자율도 만기 등의 조건에 따라 차이가 나기 때문에, 할인율을 정하는 방법은 송전

계획자마다 조금씩 다를 수 있다. 할인율이 매년 같고, 미래의 현금흐름이 마지막 해에 발생할 경우, 현재가치는 다음과 같은 식을 통해 구할 수 있다[29].

$$PV = C(1+i)^{-t} = \frac{C}{(1+i)^t} \quad (3-24)$$

여기서 i 는 할인율을, C 는 미래의 현금흐름을, t 는 기간을 의미한다. 만약 이자율과 현금흐름이 매년 달라질 때, 이러한 미래의 연도별 현금흐름을 현재가치로 나타내는 것을 순현재가치(net present value)라고 한다. 이는 다음과 같이 구할 수 있다.

$$NPV = \sum_n PV_n = \sum_n \frac{C_n}{(1+i_n)^n} \quad (3-25)$$

본 연구는 목표 연도에 대한 수요를 고려하였기 때문에, 생산비용과 신뢰도 비용은 모두 연간 비용으로 계산된다. 반면에 송전망 투자비용은 총 비용이기 때문에, 계산 시에 송전망 투자비용을 연간비용(annualized cost)으로 환산한 값을 사용해야 한다.

3.5 정태적 방법과 동태적 방법

송전계획 문제에 있어 송전망 투자를 결정하는 의사결정 단계가 한 개의 스텝(또는 스테이지)에서만 이루어질 때 정태적 방법(static planning)이라고 한다. 정태적 방법에서 스텝이 꼭 시점을 의미하지

는 않지만 송전계획 문제에서는 시점이라고 생각해도 무방하다. 송전계획 문제에서 다루는 모든 투자후보가 동일한 리드타임을 가진다고 가정하면, 정태적 방법은 계획기간(planning horizon)의 마지막 해를 위한 최적 송전망 구성을 푸는 문제가 된다. 하나의 송전계획 문제가 정태적 방법으로 분류된다면, 그 문제는 일반적으로 송전선을 어디에, 얼마큼 설치할지를 결정하는 문제이다.

반면에 송전계획에서 동태적 방법(dynamic planning)은 언제라는 한가지 차원을 더 가지고 있다. 따라서 송전망 투자를 결정하는 의사결정 스테이지가 최소 두 개 이상 존재한다. 계획기간 전체가 의사결정 스테이지가 될 수도 있다. 동태적 방법에 속하는 문제는 이런 측면 때문에 멀티스테이지 문제라고도 부른다. 하지만 본 연구에서 멀티스테이지는 다른 의미로 사용하였으므로, 동태적 방법이라는 용어만 사용하겠다.

송전계획 문제는 송전선을 지을지 말지를 결정하는 이진변수(binary variable)의 조합최적화 문제로 정식화 되기 때문에 고려하는 시스템 사이즈에 따라 계산복잡성이 문제가 될 수 있다. 여기에 동태적 방법에 속하는 송전계획 문제를 풀게 되면 계산복잡성이 매우 커져서 대부분 수학적으로 풀기 어려운 문제가 된다. 따라서 동태적 방법에 속하는 송전계획 문제를 다루는 연구는 크게 두 개로 나뉜다[30]. 문제를 정태적 방법 문제로 단순화시킨 후 반복적으로 푸는 방식이 있고, 동태적 방법 문제 자체를 heuristic 이나 meta-

heuristic 방법으로 푸는 방식이 있다[31].

정태적 방법과 동태적 방법을 다루는 송전계획 연구 대부분이 투자후보의 리드타임은 같다고 가정하고 문제를 풀어 왔다.

3.6 선행 연구

국내에서 송전 계획을 주제로 삼은 연구는 서울대학교 박영문 교수로부터 시작되었다. 비선형 분기 한정법을 이용한 최적 장기 송전 계획에 대한 연구(1984, 석사학위, 신중린)[32]를 시작으로, 최대원리를 이용한 장기 송전계획(1985, 박사학위, 김건중)[33], 전문가 시스템을 응용한 최적장기 송전계획에 관한 연구(1989, 박사학위, 신중린)[34] 등의 연구가 뒤를 이었다. 국내 외에서 점차 전력계통에 대한 연구가 활발해짐에 따라, 충남대학교[35], 경상대학교[36], 한양대학교 [37-39], 고려대학교[40] 등의 연구진으로부터 송전 계획에 관련된 연구가 중점적으로 이루어져 왔다.

이어서 본 연구 주제와 관련된 연구를 몇 가지 소개한다. 본 연구에 핵심 주제에 대해 카테고리를 나누면 크게 세 가지(불확실성, 리드타임, 의사결정 및 계획시점)으로 나눌 수 있다. 송전계획에서 불확실성 요소는 앞서 2장에 서술한 바와 같이 발전계획, 시장, 수요가 있다.

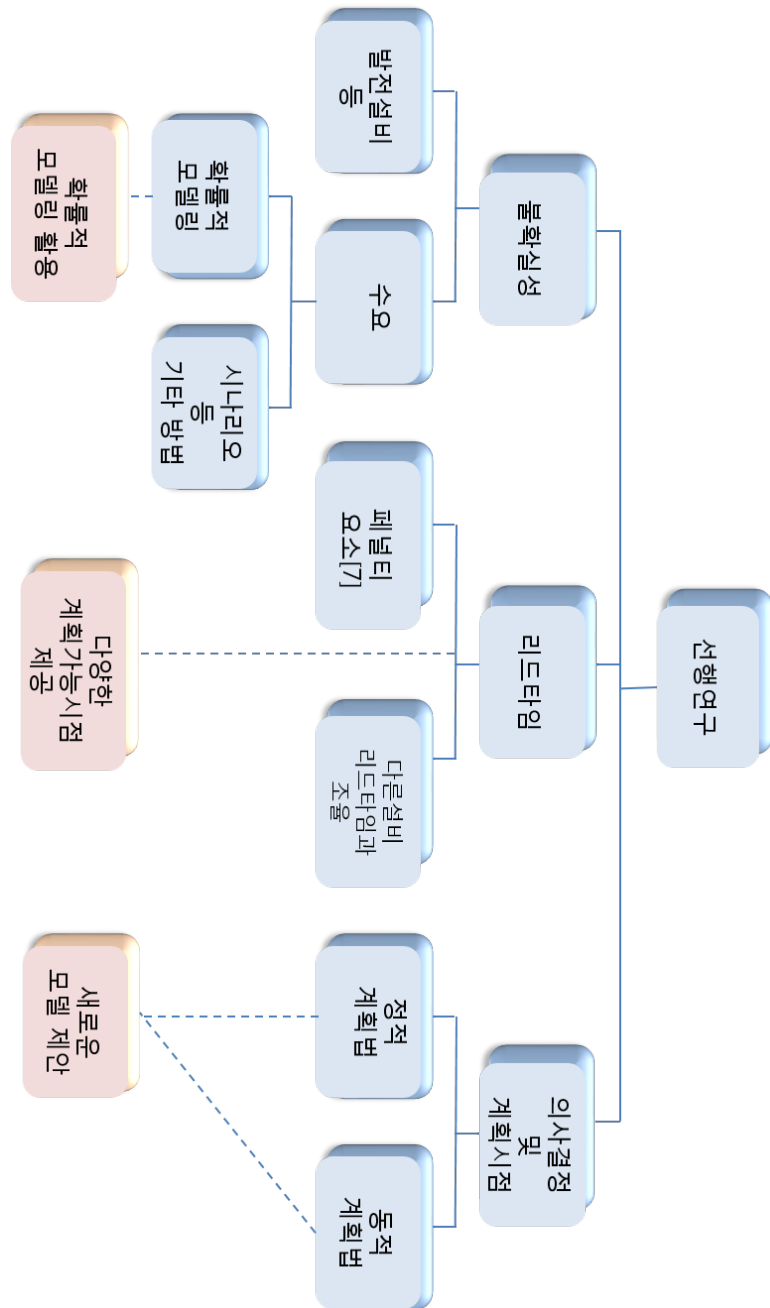


그림 3-8. 연구의 핵심 주제와 선행연구

각각의 불확실성 요소를 고려하는 것은 하나의 큰 연구 주제이기 때문에, 송전계획에서는 일반적으로 한가지 불확실성 요소에 대해 고려하며, 본 연구에서는 수요의 불확실성 요소만을 고려하였다. 불확실성 요소를 고려하는 방법도 여러 가지가 있는데, 확률적 모델링이 가장 널리 활용되며, 본 연구에서도 수요 불확실성을 정규분포 형태로 모델링하였다. 본 연구에서는 송전계획 문제의 수요 불확실성을 고려하였지만, 송전투자의 입장에서 위험(risk)에 대한 헷징(hedging)의 개념으로 접근한 연구도 있었다. 이는 FACTS(flexible alternating current transmission systems)를 고려한 연구로, [4]에서 기존의 송전계획문제의 틀에 real option approach를 사용하여, FACTS와 송전선 건설의 문제를 동시에 고려한 최적화 문제를 다루었다. FACTS 이외에도 다양한 방법들이 송전계획에서 고려되었다. [5]에서는 위상조정 변압기, 에너지 저장장치, FACTS와 같이 다양한 설비들을 송전망의 투자 후보로 고려하여 송전계획 문제를 풀었다. 리드타임에 관해서는 다음과 같은 연구들이 있었다. [7]에서 송전선로 건설 기간을 비용함수로 송전계획 문제의 프레임에 포함하여 문제를 풀었다. [6]는 계획문제에 있어서 송전선로, FACTS, 발전기 등의 리드타임 간에 조정이 주로 다루졌다. 송전계획의 불확실성에 대한 모델링도 주요 연구 분야 중 하나이다. [41]에서는 수요예측의 불확실성을 자기상관관계를 고려한 Markov chain으로 모델링하였다. 그 연구에서 수요 불확실성은 이산확률분포를 따르며, 확률적이며

동태적 계획 방법을 이용하여 발전투자 계획에 적용하였다. [42]에서는 발전과 송전 계획에서 피크부하의 예측 불확실성을 다루었다. 불확실성을 정규분포를 따르는 확률변수로 모델링하였다. [7]에서는 다양한 시나리오를 만들어 수요예측의 장기불확실성을 다루었다. 불확실한 요소들을 하나 이상 동시에 반영하기 위해 chance-constrained 계획법을 이용한 연구도 있었다[43]. 이 연구에서도 수요 불확실성은 정규분포를 따르는 확률변수로 모델링하였다. [4]에서는 발전투자계획에서 수요 불확실성을 고려하기 위해 real option 방법과 확률적 동태적 계획 방법을 사용하였다.

제 4 장 리드타임의 다양성을 고려한 송전계획

이번 장에서는 제안하는 멀티스테이지 모델을 통해 불확실한 환경에서 다양한 리드타임을 고려하는 송전계획 방법을 서술한다. 앞서 소개한 페널티 모델은 리드타임을 단순한 비용적 손해 요소로 환산하였으나 본 논문에서 제시하는 모델은 리드타임의 차이가 가져오는 불확실성의 크기 변화를 수학적 모델을 이용하여 탐구할 수 있게 해준다. 제 4 장의 1절에서는 본 연구에서 제안한 방법에 대해 간략한 개념도로 설명한다. 2절에서는 새로운 멀티스테이지 모델을 제안하고, 기존 스테이지 모델과의 차이점을 서술한다. 3절에서는 수요 불확실성을 수학적으로 모델링하고, 2절에서 제안한 멀티스테이지 모델에 이를 적용하여, 각 스테이지에서 불확실성이 어떻게 결정되는지 설명한다. 마지막으로 4절에서는 2절과 3절에서 제시된 방법이 송전 계획에 어떻게 적용되는지 서술한다.

4.1 리드타임과 수요 불확실성

이 절에서는 리드타임과 수요 불확실성의 관계에 대해서 탐구한다.
설명 목적을 위해 간략화된 아래 그림과 같은 3 모선 시스템을 고려해보자.

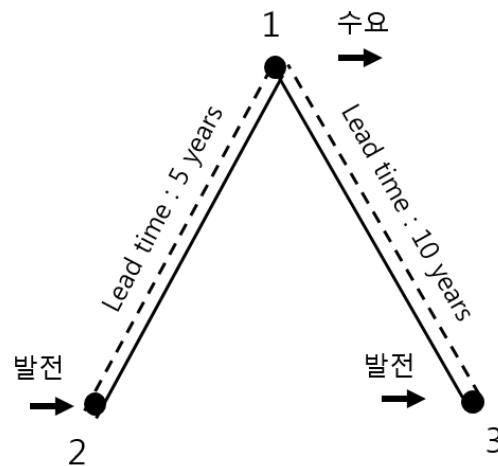


그림 4-1. 3모선 시스템

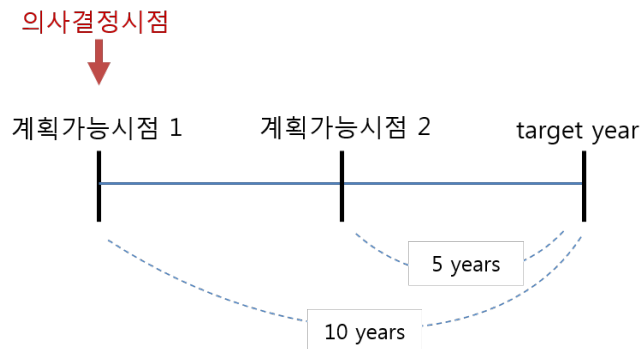


그림 4-2. 의사결정시점과 계획가능시점

수요는 1번 노드, 발전기는 각각 2번 노드와 3번 노드에 한대씩 존재한다. 1-2번 송전선로와 1-3번 송전선로가 각각 하나씩 건설되어 있어, 1번 노드의 수요를 두 송전선로를 통해 공급받고 있다. 송전 계획자는 미래 수요를 예측하고, 이에 대비하여 새로운 송전선로를 건설하고자 한다. 기존의 송전선로에 각각 하나씩 용량이 동일한 새로운 선로 추가가 가능하다. 두 발전기의 발전비용은 동일하며, 두 선로의 건설비용과 리드타임 외에 모든 조건은 같다고 가정하자. 이때 송전계획자는 다음과 같은 세 가지 경우를 고려해볼 수 있다.

표 4-1. 리드타임과 건설비용에 따른 사례

| 사례1 | 사례2 | 사례3 |
|-----------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 두 선로의 리드타임은 동일, 건설비용은 다른 경우 | 두 선로의 건설비용 동일, 리드타임은 다른 경우 | 두 선로의 건설비용과 리드타임 모두 다른 경우 |

사례 1처럼 두 송전선로의 리드타임이 같다면, 리드타임의 길고 짧음과 상관없이 어떤 선로를 건설할 지의 문제는 순전히 선로 건설비용에 의해 결정된다.

사례 2의 경우처럼 건설비용이 같고, 리드타임이 다른 경우를 살펴보자. 그림과 같이 1-2번 선로는 리드타임이 5년이고, 1-3번 선로는 리드타임이 10년이라고 가정하자. 송전계획자가 현재 시점에서 10년 후(이하 목표연도) 수요에 대해 예측했을 때, 둘 중 어떤 선로

를 건설해야 할지는 현재 시점에서 의사결정을 내려야 한다. 그 의사결정은 목표연도 10년 전에 1-3번 송전선로를 건설하는 결정과, 목표연도 10년전 ~ 5년 전의 기간 안에 1-2번 송전선로를 건설하는 결정을 담고 있다. 수요예측 불확실성 측면에서 바라봤을 때, 1-2번 선로는 목표연도 10년 전보다 5년 전에 수요예측을 하고 의사결정을 내리는 것이 유리할 수 있다. 따라서 송전계획자에게는 그림처럼 두 개의 계획 가능한 시점이 주어진다. 현재시점에서 송전계획자의 의사결정은 이 두 개의 계획가능시점 중 어느 시점에서 계획을 세우는가의 문제를 다루게 된다. 앞서 가정한 바와 같이 리드타임 외에 다른 모든 조건이 같다면, 송전계획자는 수요예측 불확실성이 더 작은 시점인 목표연도 5년 전 계획시점을 선택할 것이다.

건설비용과 리드타임이 모두 다른 사례 3을 살펴보자. 이 경우 송전계획자는 건설비용과 리드타임의 차이를 모두 고려하여야 한다. 리드타임의 차이는 수요예측 불확실성의 크기 차이로 나타나고, 그 불확실성 크기 차이는 송전계획자에게 다시 비용 문제로 환산될 수 있다.

예를 들어 그림 4-3과 같이 수요예측의 불확실성을 모델링할 수 있다고 가정하자. 기존 선로와 새로 건설한 선로의 총 송전용량이 기준점에 해당할 경우, 기준점보다 수요가 크다면 부하차단이 발생하게 된다. 계통계획자는 부하차단의 확률(색이 칠해진 면적)과 부하차단이 초래하는 비용을 통해, 해당 계획의 신뢰도 기대비용을 계

산할 수 있다. 즉, 불확실성 크기는 확률분포 형태로 나타나고, 기준점을 통해 비용으로 환산해낼 수 있다.

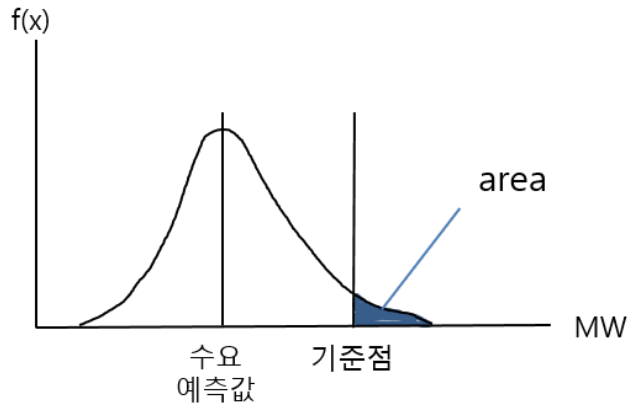


그림 4-3. 수요예측 불확실성과 신뢰도 기준

이는 단순화한 계통에 적용 가능한 예시로, 실제 계통에 적용할 때는 여러 측면에서 더 복잡하다. 계통 계획자가 수요예측 불확실성의 크기를 비용으로 환산할 수 있다면, 비용이라는 한 차원의 문제로 사례 3의 계획문제를 다룰 수 있게 된다.

본 연구에서 다루고자 하는 문제도 이와 같다. 미래 특정 시점의 최적 송전망 구성 문제를 푸는데 다양한 리드타임을 가진 투자 후보가 주어졌다면, 이는 송전계획자에게 다양한 계획가능시점을 제공한다. 각각의 계획가능시점은 다른 크기의 수요예측 불확실성을 가지고, 송전계획자는 이를 비용 측면에서 계획에 반영하여, 다른 비용과 함께 고려하여 최적 송전망 구성 문제를 풀 수 있다. 이는 전통적인 송전망 계획문제와 크게 세 가지 측면에서 다르다. 첫째로 리

드타임이 가져다 주는 다양한 계획가능시점을 계획에 반영할 수 있는 스테이지 모델을 가져야 하며, 둘째로 그 계획가능시점에서의 수요예측 불확실성 크기를 의사결정시점에서 계산할 수 있어야 한다. 마지막으로 가능한 송전망 투자후보의 조합에 따라 변할 수 있는 수요예측 불확실성 크기가 최적화 문제에 반영되어야 한다.

4.2 멀티스테이지 모델 (multi-stage model)

송전계획 문제에서, 스테이지 모델은 의사결정, 목표연도(target year), 그리고 리드타임의 시간적 스텝을 반영하는 중요한 역할을 한다. 이는 다음 그림을 통해 설명할 수 있다. 그림 4-4는 정태적 방법을 적용한 송전계획 문제에서 사용되는 전통적인 단일 스테이지 모델을 보여주고 있다.

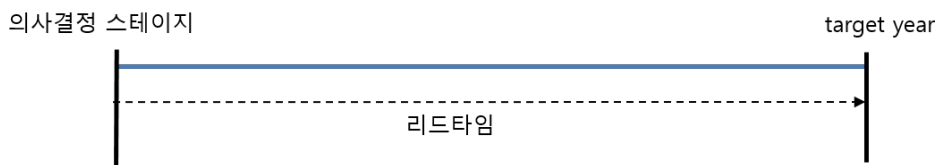


그림 4-4. 단일 스테이지 모델



그림 4-5. 하나의 리드타임을 가진 멀티스테이지 모델

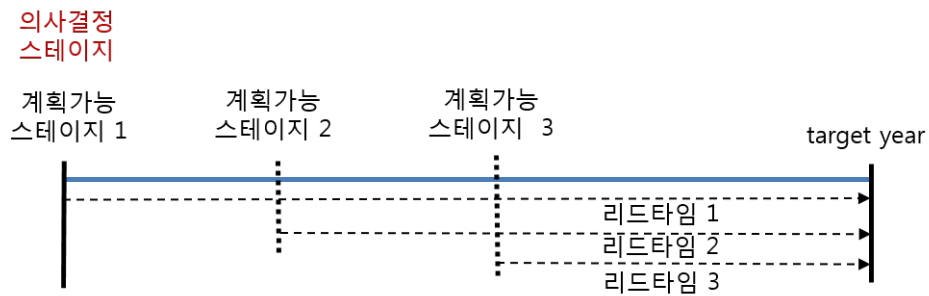


그림 4-6 다양한 리드타임을 가진 멀티스테이지 모델

이 단일 스테이지 모델은 stage 1으로 표기된 하나의 의사결정 스테이지와, 하나의 리드타임, 그리고 하나의 목표연도를 가지고 있다. 반면에 그림 4-5는 동태적 방법을 적용한 송전계획 문제에 사용되는 스테이지 모델을 보여준다. 이 멀티스테이지 모델은 세 개의 의사 결정 스테이지(stage 1,2,3)와 목표연도(target year 1,2,3)를 가지고 있는 반면에 리드타임은 모두 동일하다고 가정한다. 이 모델은 실제 계통에서 주기적으로 실시되는 송전계획의 프로세스를 반영하고 있다. 투자에 대한 의사 결정이 여러 스테이지에서 이루어질 수 있기 때문에, 기존 송전계획의 조합최적화 문제에 시간적 차원까

지 더해져서 매우 큰 계산 복잡도를 가지고 있다. 또한 건설 가능한 모든 투자 후보가 동일한 리드타임을 가진다고 가정하는데 한계가 있다.

그림 4-6은 본 연구에서 제시하는 모델로, 다양한 리드타임으로 인해 구성되는 멀티스테이지를 고려한다[44]. 기본적인 틀은 정태적 방법의 그것과 같아, 의사결정은 오로지 stage 1에서만 이루어진다. 즉, 의사결정의 시간적 차원을 고려할 필요가 없어 동태적 방법의 계산복잡성에 시달리지 않는다. 이 모델에서 멀티스테이지는 리드타임의 차이 때문에 생기는데, 각 스테이지는 계획이 일어날 수 있는 시점을 의미한다. 제안한 모델이 의미하는 바는 다음과 같이 설명할 수 있다. 계통계획자는 목표연도에 송전망에서 발생할 수 있는 문제를 해결하기 위해 stage 1 시점에 그 문제해결을 위한 의사결정을 내리는데, 리드타임 1~3을 가진 투자후보를 가지고 있다. 리드타임 1을 가진 송전선 건설이 해당 문제에 대한 최적해로 결정될 경우, 그 문제는 리드타임 1의 기간만큼 불확실성을 가진다. 리드타임 2를 가진 송전선 건설이 최적해일 경우, stage 1시점에 있는 계통 계획자는 stage 2 시점까지 기다렸다가 목표연도에 대한 계획 문제를 다시 풀 수 있다. stage 2 시점까지 기다리는 이유는 그 시점에서 목표연도에 대한 불확실성이 더 작아, 계통계획자가 불확실성이 야기하는 위험에 덜 노출되기 때문이다. 이것은 짧은 리드타임을 가진 투자후보의 장점이다. 주의할 점은, 계통계획자가 stage 2 시점까지

기다렸다 계획문제를 다시 푼다면 리드타임 2 기간만큼 불확실성을 갖지만, 현재 계통계획자가 문제를 푸는 시점은 stage 1이란 점이다. 그렇기 때문에, 리드타임 2를 가지는 투자후보를 통한 최적해는 현재 시점(stage 1 시점)에서 리드타임 2만큼의 불확실성을 가진다고 할 수 없다. 리드타임 2를 가진 송전선을 건설하는 최적해는 의사결정문제를 푸는 stage 1시점에서 봤을 때, 리드타임 1과 리드타임 2 간 차이 기간만큼의 불확실성과, 리드타임 2 기간만큼의 불확실성이 복합적으로 더해진 불확실성 크기를 갖는다. 여기서 복합적으로 더해진다는 것의 정확한 의미는 다음절에 나오는 불확실성 모델링에 설명되어 있다. 정리하자면, 제안한 멀티스테이지 모델은 서로 다른 리드타임을 가진 투자후보를 통한 문제해결방법들이 가지는 다양한 불확실성 크기를 의사결정을 내리는 시점(stage 1)에서 평가할 수 있게 해준다.

4.3 수요 불확실성

송전계획에서 불확실성 요소는 다양하지만, 가장 중요한 요소는 수요 불확실성이다. 불확실성을 다루는 많은 송전계획 연구들이 수요 불확실성을 주로 다루고 있다. 본 연구에서는 송전계획에서 중요하게 다루어지는 피크 수요의 불확실성(이하 수요 불확실성)을 고려하였다. 단기계획과 달리, 장기계획에서 수요 불확실성은 통계 데이터

의 부족으로 확률적 모델링(stochastic modeling)이 쉽지 않다. 하지만 비확률적인(non-stochastic) 방법을 통한 모델링은 확률적 모델링을 통해 반영할 수 있는 자기상관적(auto-correlated), 독립적(independent), 정상적(stationary) 등의 다양한 특징을 묘사하는데 뚜렷한 한계가 있다. 이러한 이유로 본 연구에서 수요 불확실성은 정규 분포를 가지는 확률 변수를 통해 모델링 하였다.

예측 기간 동안 수요 증가와 불확실성을 정규 분포를 따르는 확률 변수로 표현하면 다음과 같다.

$$E \sim N(\mu_E, \sigma_E^2) \quad (4-1)$$

초기 시점의 수요값을 d_0 로 놓고, 목표연도의 피크수요를 확률변수로 표현하면 다음과 같다. 여기서 μ_D 는 $d_0 + \mu_E$ 이고 $\sigma_D = \sigma_E$ 이다.

$$D \sim N(\mu_D, \sigma_D^2) \quad (4-2)$$

앞선 두 개의 확률변수를 다음 그림과 같이 단일 스테이지 모델이 나타낼 수 있다.

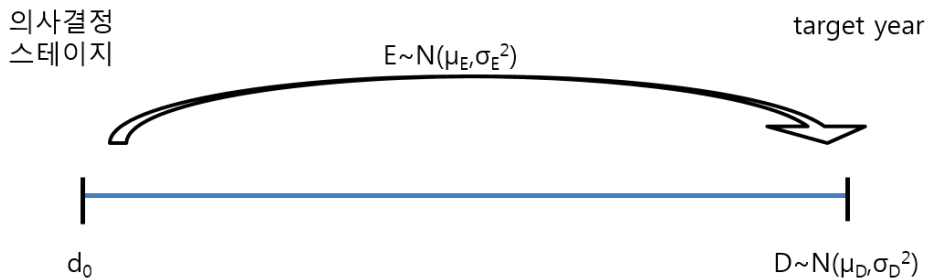


그림 4-7. 단일스테이지 모델에서의 수요 불확실성

예측 불확실성의 크기는 일반적으로 표준편차를 통해서 많이 나타난다. 예측정확성을 측정할 때 이를 일반적으로 RMSE(root mean squared error) 방식이라고 한다. RMSE 방식은 다음과 같다.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (y_t^F - y_t)^2}{T}} \quad (4-3)$$

수요가 크게 변할 수도 있는 장기계획에서는 예측에러를 피크수요 기대값에 상대적인 수치로 나타내는 상대표준편차(RSD; relative standard deviation)를 사용하는 것이 더 합당하다. RSD를 백분율로 표현하면 다음과 같다.

$$RSD = \frac{\sigma}{\mu} \times 100 \quad (4-4)$$

그림 4-7의 미래 피크수요 확률변수(D)에서 평균은 수요예측 값이다. 표준편차의 경우, 과거 통계로부터 추정된 RSD 값과 수요예측값을 식 (4-4)에 대입하여 정리하면 구할 수 있다. 예측오차를 측정하는 방법으로는 이 외에도 sMAPE(symmetric mean absolute percent error) 방법이 있다. 본 연구에서 사용한 RSD는 평균값이 0에 근접할 때, 표준편차가 작더라도 굉장히 큰 에러를 산출할 수 있기 때문에, 이를 보완하기 위해 사용하는 방법이 sMAPE 방법이다. 이는 다음과 같다.

$$sMAPE = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left[\frac{|y_t^F - y_t|}{(|y_t^F| + |y_t|) / 2} \right] \quad (4-5)$$

상기식에서 y^F 는 평균절대백분오차율(average absolute percent error)을 의미한다. 전력수요의 경우, 값이 0에 근접하는 경우는 없기 때문에, 본 연구에서는 sMAPE가 아닌 RSD 방법을 사용하였다.

여기서, 백분율로 나타낸 RSD는 예측 오차율을 나타내기 위해 흔히 사용되는 평균절대백분율오차(mean absolute percentage error)과 다름을 유의해야 한다. 확률변수가 정규 분포를 가졌을 때, RSD와 평균절대백분율오차는 다음과 같은 관계를 가진다.

$$MAPD = \frac{E[|X - \mu|]}{\mu} \times 100 = \sqrt{\frac{2}{\pi}} RSD \quad (4-6)$$

상대표준편차로 나타내는 불확실성의 크기는 과거 자료의 통계로부터 구해지는데, 이는 다음과 같이 예측기간의 함수로 표현된다.

$$RSD_p = RSD_{p,y}; \quad \forall y \in \Omega_y, \forall p \in \Omega_p \quad (4-7)$$

식 (4-7)은 과거통계로부터 구한 상대표준편차 값, 즉 예측 불확실성의 크기는 예측기간(p)의 함수이고, 어느 시점(y)에 예측하느냐와는 무관함을 나타낸다.

제안한 멀티스테이지 모델에서 예측기간 동안 수요증가의 확률변수들은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$E_y(p) \sim N(\mu_{y,p}, \sigma_{y,p}^2); \quad p \in \Omega_p, y \in \Omega_y \quad (4-8)$$

식 (4-8)에서 $\mu_{y,p}$ 는 시점 y에서 기간 p 동안의 수요증가 기대값

을 나타내고, $\sigma_{y,p}$ 는 표준편차를 나타내는데 이 값은 앞선 식 (4-4)를 통해 구할 수 있다.

이어서 예측 수요의 확률변수는 연도(시점)로 인덱스를 붙여 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$D_y \sim N(\mu_y, \sigma_y^2); \quad y \in \Omega_y \quad (4-9)$$

제안한 멀티스테이지 모델에서 수요 불확실성의 확률변수 모델링 예를 그림 4-8이 보여주고 있다. 여기서 D_{y1} 는 decision stage 0에서 예측한 decision stage 1(y_1 시점)의 피크수요 확률변수이고, D_{yt} 는 decision stage 1에서 예측한 목표연도(y_t 시점)의 피크수요 확률변수이다.

$$D_{y1} = d_0 + E_{y0}(p_1) \quad (4-10)$$

$$D_{yt} = D_{y1} + E_{y1}(p_2) \quad (4-11)$$

만약 decision stage 0에서 예측한 목표연도의 피크수요 확률변수를 구한다면, 이 확률변수는 D_{yt} 와 예측기간의 구성 차이로 달라질 수 있다.

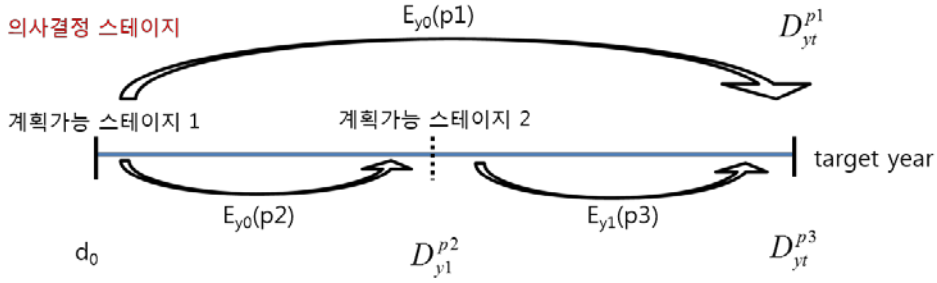


그림 4-8. 멀티스테이지 모델에서의 수요 불확실성

그림 4-8에 나타난 것처럼 확률 과정인 D_y 는 독립증분 (independent increments) 특성을 가진다. 즉, 겹치지 않는 증분인 (non-overlapping increments) $D_s - D_t$ 와 $D_u - D_v$ 는 $s, t, u, v \in \Omega_y$ 에 대해서 $s > t$ 이고 $u > v$ 일 때 서로 독립적인 확률 변수이다. 그 증분은 확률변수인 $E_y(p)$ 로 정의된다. 따라서 겹치지 않는 예측 기간에 대해서는, 파라미터가 독립적으로 결정되기 때문에, 확률 변수의 집합인 $E_y(p)$ 는 서로 독립적이다.

이 조건에서, 제안한 멀티스테이지 모델에서 피크 수요는 독립적인 확률 변수의 연속적인 합으로 나타낼 수 있다. 정규분포를 가지며 독립적인 확률 변수의 합은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$Z \sim N(\mu_x + \mu_y, \sigma_x^2 + \sigma_y^2) \quad (4-12)$$

여기서 Z 는 $X + Y$ 이고, $X \sim N(\mu_x, \sigma_x^2)$, $Y \sim N(\mu_y, \sigma_y^2)$ 이다.

따라서, 이산확률과정인 D_y 는 모든 스테이지에서 정규분포를 따르는 확률변수의 집합이다.

4.4 멀티스테이지 모델이 적용된 송전 계획

제안한 멀티스테이지 모델을 적용한 송전계획 문제의 예가 그림 4-9에 나타나있다. D_{yt}^{p1} 는 decision stage 0에서 예측한 목표연도의 피크수요 확률변수이고, D_{yt}^{p3} 는 decision stage 1에서 예측한 목표연도의 피크

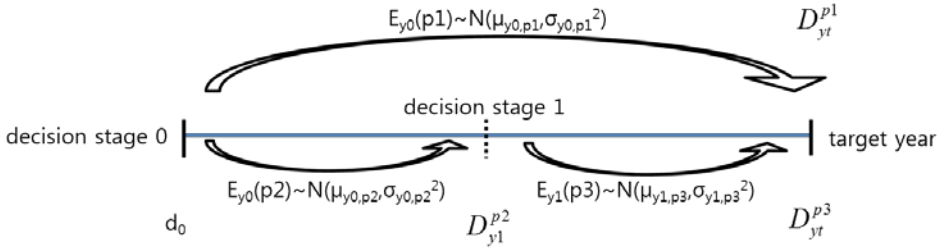


그림 4-9. 송전계획문제에서의 멀티스테이지 모델 예

수요 확률변수이다. 이 예제에서 투자후보의 리드타임은 $p1(10년)$ 이나 $p3(p2=p3=5년)$ 를 가진다. 예제를 단순화 시키기 위해, 다음 세가지 가정이 사용되었다; $RSD_p = k \times p$; $k \in R_+^1$ and $p \in \Omega_p$, $p2 = p3$,

$$\mu_{y0,p1} = \mu_{y0,p2} = \mu_{y1,p3} = 0$$

만약 주어진 문제에서 목표연도의 송전망 최적 구성이 리드타임 $p1$ 을 가지는 송전선로를 건설하는 것이라면, 그 최적 계획은 D_{yt}^{p1} 의 불확실성에 노출된다. 반면에, 리드타임 $p3$ 를 가진 송전선로를 건설하는 것이 최적해라면, 그 계획은 D_{yt}^{p3} 의 불확실성을 가진다. 그 두

가지 경우에 대해 피크수요의 불확실성 크기를 계산하면 다음과 같다.

$$RSD_{D_{yt}^{p1}} = \frac{\sigma_{y0,p1}}{d_0 + \mu_{y0,p1}} \times 100 = \frac{\sigma_{y0,p1}}{d_0} \times 100 \quad (4-13)$$

$$RSD_{D_{yt}^{p3}} = \frac{\sqrt{\sigma_{y0,p2}^2 + \sigma_{y1,p3}^2}}{d_0 + \mu_{y0,p2} + \mu_{y1,p3}} \times 100 = \frac{\sqrt{2}\sigma_{y0,p2}}{d_0} \times 100 \quad (4-14)$$

여기서, 두 스테이지의 예측 기간은 같다고 가정하였기 때문에 $\sigma_{y0,p2}$ 는 $\sigma_{y1,p3}$ 와 같다. 불확실성의 크기인 RSD가 예측 기간에 대해 선형적으로 증가한다고 앞서 가정했기 때문에 $\sigma_{y0,p1}$ 는 $2\sigma_{y0,p2}$ 과 같고, $RSD_{D_{yt}^{p1}}$ 는 $\sqrt{2}RSD_{D_{yt}^{p3}}$ 와 같다.

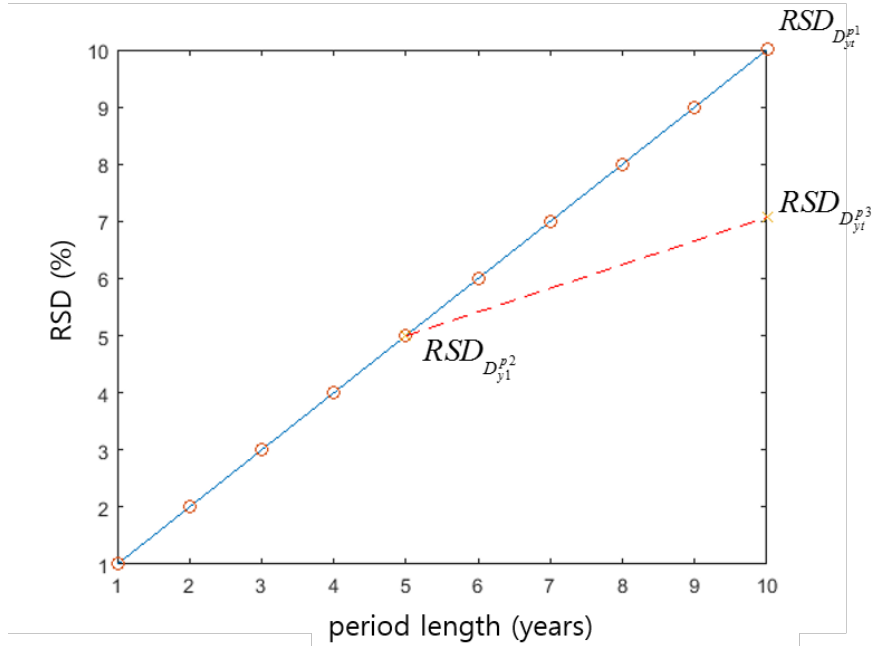


그림 4-10. RSD 추정값과 두 가지 최적해의 RSD 값

그림 4-10은 과거 통계로부터 추정한 기간에 따른 불확실성 크기 (파란색 RSD 직선)과 앞선 두 개의 다른 최적해의 경우에, 예측한 피크수요의 불확실성 크기를 보여준다. 가정으로 인해 과거통계로부터 추정한 불확실성 크기는 예측 기간에 대해 선형적으로 증가한다. 리드타임 p_1 을 가진 송전선로를 건설하는 최적해는 파란색 RSD 직선에서 예측기간 10년에 해당하는 값의 불확실성 크기를 갖는다. 반면에 리드타임 p_3 를 가진 송전선로를 건설하는 최적해는, 파란색 RSD 직선에서 예측기간 5년에 해당하는 값의 불확실성 크기에, 다시 예측기간 5년에 해당하는 값의 불확실성 크기가 더해진다. 이것은 정규분포를 가지는 두 개의 확률변수의 합으로 나타낼 수 있으며, 각각의 평균과 분산을 더해 새로운 확률 변수를 구한다. 따라서 그림에서 볼 수 있듯이, 이 솔루션의 불확실성 크기($RSD_{D_{yr}^{p_3}}$)는 리드타임이 10년인 솔루션의 그것($RSD_{D_{yr}^{p_1}}$)보다 작은 값을 가지게 된다.

제 5 장 문제 정식화

5.1 목적함수와 제약조건

송전망 확충 및 보강 계획문제의 전형적인 목적함수와 제약조건은 [23]에 주어져있다. 수요 불확실성을 고려하기 위해서는 확률적인 접근 방법이 필요하다. 따라서 제안한 방법은 투자 비용, 그리고 발전비용과 부하차단이 초래하는 비용(이하 신뢰도 비용)의 기대값의 합을 최소화하는 목적함수를 가진다. 제안한 멀티스테이지 모델을 반영하여 문제를 정식화하면 다음과 같다[44].

$$\text{Min } z = \sum_{y \in \Omega_Y} \sum_{l \in \Psi_l^{y-1}} \frac{1}{(1+a)^{y-y_0}} I_l x_l + \alpha E_{D^{\text{peak}}(x_l)} \left[\frac{1}{(1+a)^{y_l-y_0}} \left(\sum_{g \in \Omega_G} C_g^{\text{Gen}} p_g + \sum_{d \in \Omega_D} C_d^{\text{Lsh}} r_d \right) \right] \quad (5-1)$$

subject to

$$\sum_{g \in \Psi_G^n} p_g - \sum_{l | i(l)=n} f_l + \sum_{l | j(l)=n} f_l = \sum_{d \in \Psi_D^n} (D_d^{\text{node}} - r_d), \quad \forall n \in \Omega_N \quad (5-2)$$

$$-x_l f_l^{\max} \leq f_l \leq x_l f_l^{\max}, \quad \forall l \in \Omega_L \quad (5-3)$$

$$f_l = x_l B_l(\theta_{i(l)} - \theta_{j(l)}), \quad \forall l \in \Omega_L \quad (5-4)$$

$$0 \leq p_g \leq p_g^{\max}, \quad \forall g \in \Omega_G \quad (5-5)$$

$$0 \leq r_d \leq r_d^{\max}, \quad \forall d \in \Omega_D \quad (5-6)$$

$$-\pi \leq \theta_{i(l)} - \theta_{j(l)} \leq \pi, \quad \forall l \in \Omega_y \quad (5-7)$$

$$x_l = 1, \quad \forall l \in \Omega_L \setminus \Psi_L^+ \quad (5-8)$$

$$x_l \in (0, 1), \quad \forall l \in \Psi_L^+ \quad (5-9)$$

식 (5-1)의 목적 함수는 연간으로 환산한 투자비용, 발전 비용 기대값, 그리고 신뢰도 비용 기대값의 합이다. 식에서 α 값은 시간을 의미한다. 발전비용과 신뢰도 비용은, α 값이 8760h일 경우, 연간 전기에너지 생산비용과 연간 공급지장비용을 의미하게 된다. 목표 연도의 피크수요 확률 변수인 $D^{peak}(x_l)$ 는 그 계획의 불확실성을 나타내고 있다. 발전과 부하차단 비용은 확률 변수인 D^{peak} 의 값에 종속적이며, 이 확률 변수의 파라미터 값은 투자결정에 의해 정해진다. 목적함수는 확률계획법(stochastic programming)을 적용해 다음과 같은 형태로 다시 쓸 수 있다[45].

$$\text{Min } c^t x + E_{D^{peak}(x)}[Q(x, d)] \quad (5-10)$$

확률계획법 문제의 해를 구하려면, 상기 문제에서 $D^{peak}(x)$ 의 파라미터 값이 필요하다. 식(5-2)의 제약 조건은 모든 노드에서의 수급 균형을 명시하고 있으며, 식(5-3)는 송전선에 흐를 수 있는 최대 조류에 대한 제약을 나타낸다. 식(5-4)은 DC 조류 계산 모델을 의미하고, 식(5-5)과 (5-6)은 각각 발전기 최대 발전용량과 가능한 최대 부하차단 값을 보여준다. 식(5-7)은 두 버스 사이의 위상각 차이를

제약하고, 식(5-8)은 송전선이 존재할 때 x_l 값은 1을 가짐을 의미한다. 식(5-9)는 x_l 이 이진변수(binary variable)임을 나타낸다.

식(5-1~5-9)에서 보여주는 문제는 확률적 비선형 혼합정수 계획법이다. 비선형 조건인 식(5-4)은 선형 조건으로 다음과 같이 대체할 수 있다[46].

$$-(1-x_l)M \leq f_l + B(\theta_{i(l)} - \theta_{j(l)}) \leq (1-x_l)M, \quad \forall l \in \Omega_L \quad (5-11)$$

여기서 M 은 disjunctive parameter라고 불리운다. 식(5-11)에 의한 제약조건은 x_l 이 1일 때 식(5-4)와 동일하며, 그렇지 않은 경우에 제약 조건은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$-M \leq f_l + B(\theta_{i(l)} - \theta_{j(l)}) \leq M \quad (5-12)$$

식(5-12)에서 M 은 두 노드 $i(l)$ 와 $j(l)$ 의 전압 위상각 차이가 제약에 걸리지 않도록 충분히 큰 값을 가져야 한다. M 값이 지나치게 크다면 수치적 불안정성(numerical instability)이 일어날 수도 있다. M 값의 적절한 선택에 대한 방법은 [47]에 나와 있다.

5.2 선형 혼합 정수 계획법

식(5-1~5-12)는 확률 변수 D^{peak} 의 파라미터가 결정변수 x_l 에 종속되는 문제이다. 확률변수의 파라미터를 고정시킨 채로, 선형화된 식(5-11)을 이용하면, 제안한 방법은 확률적 선형 혼합정수 계획법으로 정식화 할 수 있다[44].

$$\text{Min } z_p = \sum_{l \in \Psi_L^{(y_l - y_k)^+}} \frac{1}{(1+a)^{y_k - y_0}} I_l x_l + \alpha E_{D^{peak}} \left[\frac{1}{(1+a)^{y_l - y_0}} \left(\sum_{g \in \Omega_G} C_g^{Gen} p_g + \sum_{d \in \Omega_D} C_d^{Lsh} r_d \right) \right] \quad (5-13)$$

subject to

$$\sum_{g \in \Psi_G^n} p_g - \sum_{l | i(l)=n} f_l + \sum_{l | j(l)=n} f_l = \sum_{d \in \Psi_D^n} (D_d^{node} - r_d), \quad \forall n \in \Omega_N \quad (5-14)$$

$$-x_l f_l^{\max} \leq f_l \leq x_l f_l^{\max}, \quad \forall l \in \Omega_L \quad (5-15)$$

$$-(1-x_l)M \leq f_l + B(\theta_{i(l)} - \theta_{j(l)}) \leq (1-x_l)M, \quad \forall l \in \Omega_L \quad (5-16)$$

$$0 \leq p_g \leq p_g^{\max}, \quad \forall g \in \Omega_G \quad (5-17)$$

$$0 \leq r_d \leq r_d^{\max}, \quad \forall d \in \Omega_D \quad (5-18)$$

$$-\pi \leq \theta_{i(l)} - \theta_{j(l)} \leq \pi, \quad \forall l \in \Omega_Y \quad (5-19)$$

$$x_l = 1, \quad \forall l \in \Omega_L \setminus \Psi_L^+ \quad (5-20)$$

$$x_l^y \in (0,1), \quad \forall l \in \Psi_L^+ \quad (5-21)$$

$$\sum_{l \in \Psi_L^{(y_l - y_k)^+}} x_l \geq 1 \quad (5-22)$$

목적함수인 식(5-13)에서, 집합 $\Psi_L^{(y_i - y_k)^+}$ 는 Ω_L 의 부분집합이며 리드타임이 $(y_i - y_k)$ 보다 같거나 큰 투자후보로 구성되어 있다. 제약조건(5-22)는 리드타임이 $(y_i - y_k)$ 인 투자후보가 최소 한 개 이상 지어지도록 강제한다. 이 식은 확률변수 D^{peak} 의 파라미터를 고정시켜 주는 역할을 한다. 따라서 식(5-13~5-22)에 주어진 문제는 리드타임이 $(y_i - y_k)$ 보다 같거나 큰 투자후보 중에 최적해를 찾는다. 문제 전체의 최적해를 찾기 위해서는 확률 변수인 D^{peak} 의 모든 파라미터들을 고려하여야 하므로, 식(5-13~5-22)에 주어진 문제를 모든 리드타임 기간에 대해 반복해서 풀면 된다. 각 문제들의 투자결정해 집합 중에, 최소 비용을 가지는 해가 전체 문제의 최적해가 된다.

$$\text{Min } z_p; \forall p \in \Omega_p \quad (5-23)$$

여기서 예측 기간인 p 는 $(y_i - y_k)$ 와 같다.

D^{peak} 는 연속 확률 변수이다. 이 문제를 풀기 위해서는 그 변수를 몬테카를로 시뮬레이션과 샘플평균근사법을 통해 이산화시킬 필요가 있다. 이를 통해 주어진 확률적 계획법(stochastic programming) 문제를 결정론적인 방식(deterministic approximation)으로 근사화하여 문제를 풀 수 있다.

제 6 장 사례 연구

제안한 방법의 유효성을 검증하고 분석하기 위해 Garver's six bus 시스템을 일부 수정하여 사례연구를 진행하였다. Garver's 시스템의 원본 데이터는 [48]에 나와 있으며, 자세한 데이터는 [23]에서 가져왔다. Garver's six bus 시스템은 송전계획문제의 특성 잘 드러내는 특징을 가지고 있어서 송전계획분야의 사례연구에서 매우 많이 활용되는 시스템이다.

사례연구 진행을 위해 피크 수요의 불확실성을 나타내는 연속 확률변수를 몬테카를로 시뮬레이션이나 샘플평균근사와 같은 결정론적 근사를 이용해 이산화하였다. 샘플링 절차에서 각 확률변수의 분포마다 1000개의 샘플을 사용하였다. 모든 케이스 스터디에서 연간화된 비용(annualized cost)을 사용하였다. 부하의 경우, 총 세 단계(피크 부하, 중간부하, 기저부하)로 나누어 고려하였다. 이 경우, 목적함수는 다음과 같이 쓸 수 있다.

$$\begin{aligned} \min z_p = \sum_{l \in \Psi_L^{(y_l - y_k)^+}} \frac{1}{(1+a)^{y_l - y_0}} I_l x_l + \alpha_1 E_{D^{peak}} & \left[\frac{1}{(1+a)^{y_l - y_0}} \left(\sum_{g \in \Omega_G} C_g^{Gen} p_g + \sum_{d \in \Omega_D} C^{Lsh} r_d \right) \right] \\ & + \alpha_2 E_{D^{middle}} \left[\frac{1}{(1+a)^{y_l - y_0}} \left(\sum_{g \in \Omega_G} C_g^{Gen} p_g + \sum_{d \in \Omega_D} C^{Lsh} r_d \right) \right] \\ & + \alpha_3 E_{D^{base}} \left[\frac{1}{(1+a)^{y_l - y_0}} \left(\sum_{g \in \Omega_G} C_g^{Gen} p_g + \sum_{d \in \Omega_D} C^{Lsh} r_d \right) \right] \end{aligned} \quad (6-1)$$

상기식에서 $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ 는 각각 피크부하, 중간부하, 기저부하의 시간을 나타낸다. $D^{peak}, D^{middle}, D^{base}$ 는 각각 피크부하, 중간부하, 기저부하의 확률변수를 의미한다. Garver 시스템에서 세 개의 시뮬레이션을 수행하였다. 첫번째 시뮬레이션은 제안한 방법을 다른 방법과 비교하여 그 유효성을 검증하였다. 두번째 시뮬레이션에서는 과거 통계 데이터에 의해 추정된 예측 기간별 RSD 커브가 최적해를 구하는데 어떤 영향을 미치는지 분석하였다. 세번째 시뮬레이션에서는 투자후보들이 다양한 종류의 리드타임이 불확실성에 미치는 영향을 탐구하였다. 모든 문제는 general algebraic modeling system(GAMS) 프로그램으로 풀었으며, 컴퓨터는 2.8GHz의 프로세서와 4GB의 램을 사용하였다.

6.1 수정된 Garver's Six-Bus 시스템

Garver 시스템의 네트워크 구성은 그림 6-1에 나와 있다. 계획기간(planning horizon)은 10년을 가정하였고, 계통의 초기 시점 피크 수요는 190MW였다. 이 수요는 매년 4.94% 증가한다고 가정하여 목표 연도에는 500MW에 달한다. 발전기, 부하, 그리고 선로 데이터는 테이블 5-1과 5-2에 나타나 있다. 발전기의 비용함수는 선형이고, 기존에 6개의 선로가 존재한다고 가정하였다: 1-2, 1-4, 1-5,

2-3, 2-4, 3-5. 투자후보가 될 수 있는 선로로 원래 존재하는 6개의 선로와 두 개의 추가적인 선로(2-6, 4-6)을 고려하였다. 6번 버스는 초기 송전망 구성에 고려되어 있다. 따라서 6번 버스를 연결하는 송전선로 건설비용이나, 그 선로의 리드타임은 다른 버스에 연결되는 선로보다 크게 주어졌다.

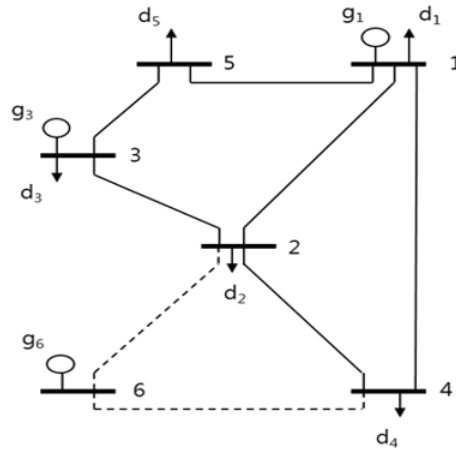


그림 6-1. Garver's six-bus 시스템의 초기 망구성

표 6-1. 발전기와 부하 데이터

| Bus No. | Max. Generation (MW) | Generation Cost (\$/MW) | Load (MW) | Load Shedding Cost (\$/MW) |
|---------|----------------------|-------------------------|-----------|----------------------------|
| 1 | 150 | 210 | 80 | 150000 |
| 2 | 0 | 0 | 240 | 150000 |
| 3 | 360 | 170 | 40 | 150000 |
| 4 | 0 | 0 | 160 | 150000 |
| 5 | 0 | 0 | 240 | 150000 |
| 6 | 600 | 100 | 0 | 150000 |

표 6-2. 선로 데이터

| From-to | Lead Time (year) | Susceptance (S) | f_l^{\max} (MW) | Cost (10\$) |
|---------|---------------------|-----------------|-------------------|-------------|
| 1-2 | 5 | 250 | 100 | 10 |
| 1-4 | 5 | 167 | 80 | 10 |
| 1-5 | 5 | 500 | 100 | 10 |
| 2-3 | 5 | 500 | 100 | 10 |
| 2-4 | 5 | 250 | 100 | 10 |
| 2-6 | 10 | 333 | 100 | 20 |
| 3-5 | 5 | 500 | 100 | 10 |
| 4-6 | 10 | 333 | 100 | 20 |

6.2 제안한 방법의 유효성 검사

이 시뮬레이션에서는 다른 방법과의 비교를 통해 제안한 방법의 유효성에 대해 검사하였다. 이를 위해 세 가지 케이스가 사용되었다: 결정론적(Case 1), 확률론적·단일스테이지(Case 2), 확률론적·멀티스테이지(Case 3). Case 1은 수요 불확실성을 무시하는 경우로, 수요 불확실성은 존재하나 이를 고려치 않고 수요예측 값이 정확하다는 가정하에 문제를 풀었다. Case 2는 수요 불확실성을 고려하였으며, 투자후보가 오로지 하나의 리드타임만 가지는 단일스테이지 모델을 사용하였다. Case 3는 본 논문에서 제안한 방법이 적용된 경우로, 수요불확실성을 고려하였고 투자후보가 다양한 리드타임을 가진다고 가정하였다. 과거 통계데이터로부터 추정하는 수요 불확실성 크기는 매년 1.5%씩 증가하여, 계획 기간(planning horizon)의 마지

막 해에 15%에 도달한다고 가정하였다. 즉, 수요 불확실성은 예측 기간이 대해 그 크기가 선형적으로 증가한다고 보았다. 시뮬레이션 결과는 표 6-3에 나타나 있다.

표 6-3. 다양한 방법의 비교 결과

| Case | Added Circuits | | | | Investment Cost (10 ⁶ \$) | Total Expected Cost (10 ⁶ \$) |
|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---|---|
| | L ₂₃ | L ₃₅ | L ₂₆ | L ₄₆ | | |
| 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 20 | 972 |
| 2 | 0 | 1 | 3 | 0 | 70 | 934 |
| 3 | 1 | 1 | 0 | 1 | 40 | 897 |

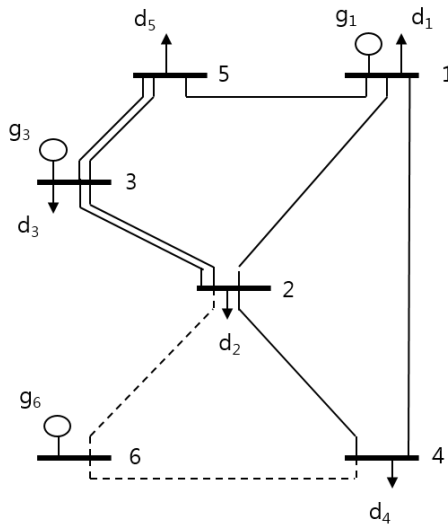


그림 6-2. Case 1의 결과

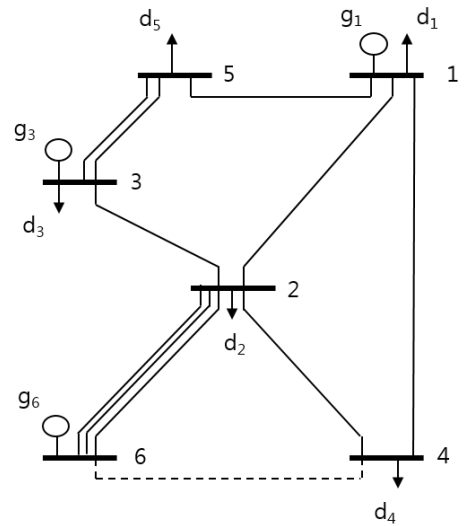


그림 6-3. Case 2의 결과

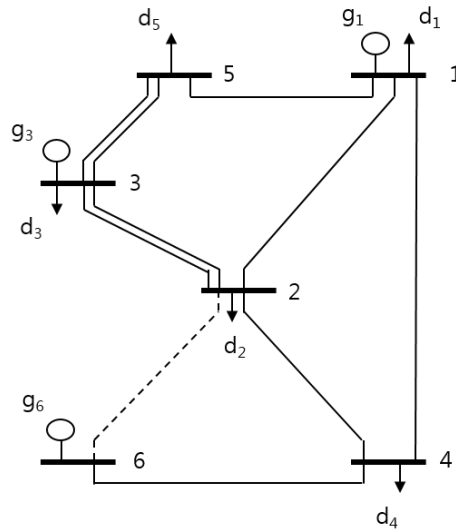


그림 6-4. Case 3의 결과

Case 1에서 총 발전 비용은 가장 싼 발전기가 연결된 6번 버스를 연결하는 비용을 정당화시킬 정도로 크지 않았다. 이 경우에 최적의 송전망 구성은 3번 버스에 연결된 선로인 L_{23} 와 L_{35} 를 추가하여, 두 번째로 싼 발전기로 증가하는 모든 수요를 감당하는 것이다. 이 두 선로는 건설비용이 상대적으로 비싸지 않기 때문에 투자비용만 놓고 보자면 모든 케이스에서 가장 작다. 하지만 발전비용과 부하차단 비용의 기대값이 제일 크기 때문에 총 기대비용도 제일 높다. 문제를 결정론적으로 풀었기 때문에 불확실한 수요에 대한 대비가 안되어 있어 큰 부하차단 비용을 초래하였다.

Case 2의 경우, 모든 투자 후보가 동일한 리드타임(10년)을 가진다고 가정하였다. 따라서 수요 예측은 10년 기간만큼의 불확실성에

노출된다. 이 불확실성에 대비하여 확률론적인 방법으로 문제를 풀었다. Case 2의 목표연도에 대한 최적 송전망 구성은 선로 L_{35} 한 개와 L_{26} 세 개를 건설하는 것이다. L_{26} 는 비싼 송전선로이지만 Case 2의 경우 상대적으로 큰 불확실성에 노출되어 있어, L_{26} 없이는 상당한 양의 부하차단을 발생시킬 우려가 있다.

마지막으로 Case 3에서는 제안한 방법이 사용되었다. 송전투자 후보가 5년 혹은 10년의 리드타임을 가진다고 가정하였고, 이 리드타임을 멀티스테이지 모델을 통해 송전계획에 적용하였다. 결과는 Case 2와 똑같이 세 개의 송전선로를 건설하는 것이지만, 그 구성은 크게 다르다. Case 3에서는 L_{26} 는 하나도 건설하지 않고, 6번 버스에 연결된 선로로 L_{46} 한 개만 건설하였다. L_{23} 과 L_{35} 선로의 건설을 통해 3번 버스에 연결된 발전기도 증가된 수요를 담당하였다. 케이스 3의 경우, 목표연도에 대한 최적 구성은 5년의 리드타임의 가지는 L_{23} 나 L_{35} 에 의해 완성되기 때문에 Case 2와 비교했을 때 상대적으로 작은 불확실성에 노출된다. 발전비용과 부하차단 비용의 기대값이 가장 작으며 총 기대 비용도 가장 작다.

실제 불확실성의 크기를 그림 5-4에서 RSD 수치로 살펴보자. Case 2의 경우, 10년의 리드타임으로 인해 최적 솔루션은 15%의 RSD를 가진다. 반면에, Case 3의 경우, RSD 값은 10.6%로 Case 2보다 약 30% 작은 크기의 불확실성에 노출되었다.

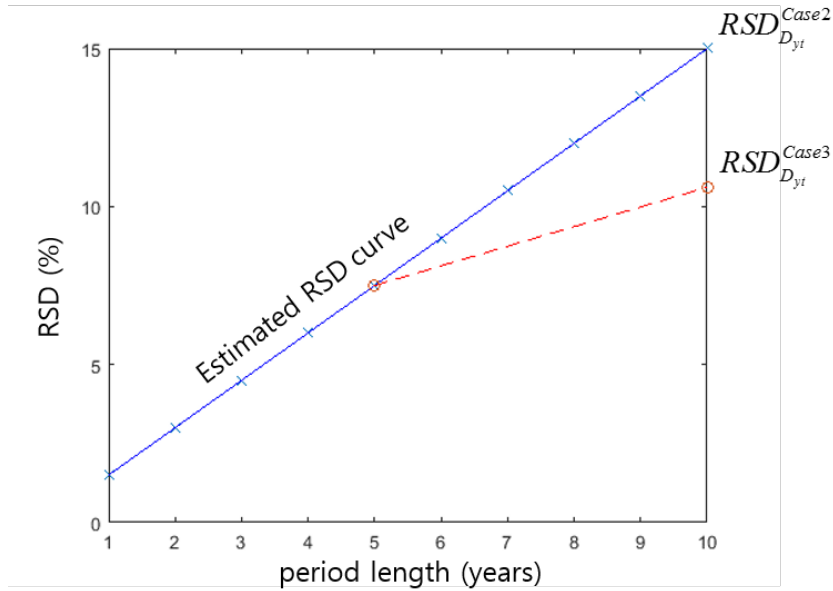


그림 6-5. RSD 커브와 각 케이스의 불확실성 크기

케이스 스터디의 결과는 몇 가지 중요한 사항들을 말해준다. 첫째로, 제안한 방법은 리드타임의 다양성을 고려하지 않은 방법과 비교하였을 때 불확실한 환경에서 더 나은 결과를 보여주었다. 다양한 리드타임을 가진 투자후보의 고려가, 유의미한 결과를 도출해낼 수 있음을 말한다. 둘째로, 리드타임을 고려하는가에 따라 송전망 구성 차이가 달라질 수 있다. Case 2 와 3는 비용적으로 엄청난 차이가 나는 것은 아니지만, 최적 송전망 구성에 있어서는 꽤 큰 차이를 보였다. 이는 불확실성의 크기에 따라, 송전계획자가 고려할 수 있는 전략적인 선택이 크게 달라질 수 있음을 의미한다. 리드타임의 차이가 단순한 비용의 차이 뿐 아니라 망구성에도 큰 영향을 미칠 수 있

음을 보여준다. 마지막으로 앞서 수행한 케이스 스터디 결과들은 몇 가지 주어진 파라미터에 의존하였다. 과거 통계 데이터로부터 얻어지는 예측 기간별 RSD 추정치는 선형으로 증가한다고 가정하였고, 리드타임은 10년과 5년만 고려하였다. 케이스들의 시뮬레이션 결과는 이러한 파라미터 값이 바뀌었을 때, 달라질 수도 있다.

6.3 다양한 RSD 커브 형태

앞선 절의 케이스 스터디에서, 불확실성의 크기를 나타내는 RSD 값을 예측 기간에 따라 선형으로 증가한다고 가정하였다. 하지만 실제 세계에서는 훨씬 다양한 증가함수 형태를 가질 것이다. 이 절에서는 과거 데이터로부터 추정하는 예측 기간에 대한 RSD 함수의 형태가 최적의사결정에 어떤 영향을 미치는지 탐구한다. 총 세 개의 RSD 함수 형태를 고려하였다: 선형(linear), 제곱근(square root), 이차곡선(quadratic). 이 절의 모든 문제에 본 연구에서 제안한 방법을 사용하였고, 투자후보의 리드타임은 Case 3와 똑같이 가정하였다. RSD 커브의 형태는 그림 5-5, 시뮬레이션 결과는 테이블 5-4에 나타내었다.

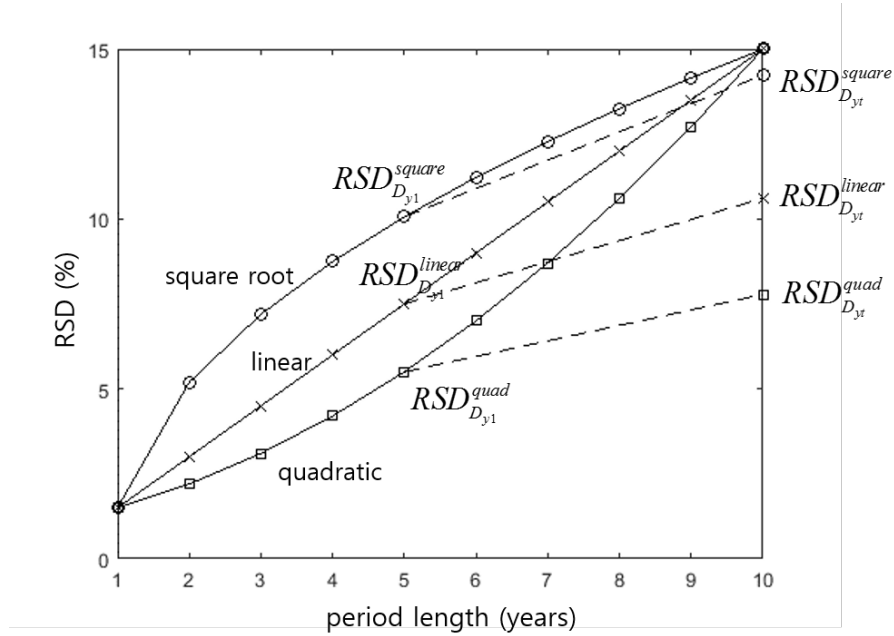


그림 6-6. 다양한 RSD Curve 형태와 최적해의 RSD 값

표 6-4. 다양한 RSD 형태에 따른 시뮬레이션 결과 비교

| Type | Added Circuits | | | | $RSD_{D_{y1}}$ (%) | $RSD_{D_{yt}}$ (%) |
|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| | L ₂₃ | L ₃₅ | L ₂₆ | L ₄₆ | | |
| Linear | 1 | 1 | 0 | 1 | 7.5 | 10.6 |
| Square Root | 0 | 1 | 3 | 0 | 10.1 | 14.3 |
| Quadratic | 1 | 1 | 0 | 1 | 5.5 | 7.8 |

선형 곡선에 비교했을 때, 제곱근 형태의 곡선은 예측 기간이 짧은 구간에서 RSD 값이 급격하게 증가한다. 제곱근 곡선은 예측기간이 5년일 때 수요 불확실성의 크기는 10.1%로 계산되었다. $RSD_{D_{yt}}^{square}$ 값은 14.3%로, 예측기간이 10년일 때의 수요 불확실성 크기인 15%와 크게 차이가 나지 않는다. 반대로 2차 곡선은 예측 기간이 짧은 구

간에서 RSD 값이 천천히 증가한다. 2차 곡선은 예측 기간이 5년일 때 수요 불확실성의 크기는 제공된 곡선의 절반에 가까운 5.5%로 계산되었다. $RSD_{D_y}^{quad}$ 값은 7.8%로 제공된 곡선의 예측기간이 5년일 때 불확실성 크기보다 작다. 표 5-4는 이 결과를 반영하고 있다. 제공된 곡선은 최적해의 불확실성의 크기가 리드타임을 고려하지 않았을 때와 큰 차이가 나지 않았기 때문에, 앞선 Case 2와 같은 결과가 나왔다. 선형 곡선과 2차 곡선은 같은 송전망 최적 구성을 가지도록 결과가 나왔지만, 불확실성의 크기 차이로 총 기대비용은 2차 곡선에서 작게 나왔다. 이 결과들을 놓고 볼 때, RSD 커브 형태는 송전계획에 다양한 리드타임을 가진 투자후보를 고려하고자 할 때 불확실성의 크기에 상당히 큰 영향을 가지고 있음을 나타낸다. 특히, 과거 데이터로부터 추정한 예측 불확실성의 크기가 2차 곡선의 형태로 증가하는 경우, 다양한 리드타임을 가진 투자후보를 고려하여 송전계획을 세우는 것은 불확실성에 대처하는데 큰 도움을 줄 수 있음을 시사한다.

6.4 다양한 리드타임의 고려

송전계획 투자후보의 리드타임은 기술, 길이, 사회환경적 영향 등 다양한 요소에 의해 결정된다. 앞선 케이스 스터디에서는 투자후보

의 리드타임이 5년 혹은 10년을 가진다고 가정하였으나, 실제로는 훨씬 다양할 수 있다. 이 절에서는 리드타임의 길이가 최적 송전망 구성에 미치는 영향에 대해서 조사한다. 모든 시뮬레이션은 본 연구에서 제안된 방법을 사용하였고, 예측 기간에 따라 불확실성 크기도 선형으로 증가한다고 가정하였다. 다양한 리드타임은 두 가지 방식으로 고려할 수 있다. 첫째는, 송전계획에 정태적 방법을 이용하여, 같은 리드타임을 가진 투자후보는 같은 계획가능 스테이지에서만 고려하는 방법이다. 이를 그림으로 나타내면 다음과 같다.

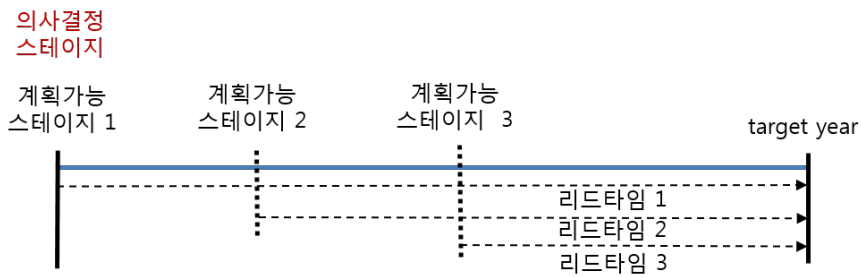


그림 6-7. 정태적 방법에서의 다양한 리드타임 고려

그림에서 리드타임 1인 기간을 갖는 투자후보는 모두 계획가능 스테이지 1에서 고려되고, 리드타임 2인 기간을 갖는 투자후보는 모두 계획가능 스테이지 2에서 고려하는 방식이다. 하나의 투자후보는, 오로지 하나의 계획가능 스테이지에서 고려되기 때문에 계산복잡성이 정태적 방법과 유사하다.

반면에, 하나의 투자후보를 여러 개의 계획가능 스테이지에서 고

려하는 방법도 있다. 이는 다음 그림과 같이 나타낼 수 있다.

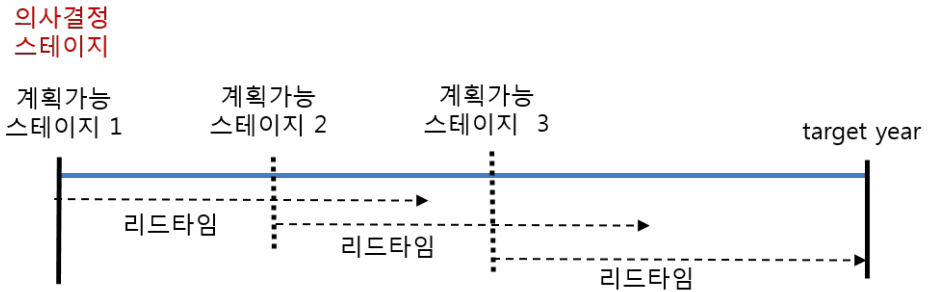


그림 6-8. 동태적 방법에서의 다양한 리드타임 고려

어떤 투자후보의 리드타임이 충분히 짧아서 모든 계획가능 스테이지에서 건설이 가능할 때, 이 투자후보를 어떤 계획가능 스테이지에서 건설할지를 포함하는 문제이다. 이것은 동태적 방법에 리드타임을 고려한 송전계획 문제가 된다. 동태적 방법을 적용한 송전계획 문제는 계산복잡성 문제로 인해 수학적인 방법으로 문제를 풀기보다는 heuristic method를 주로 사용하기 때문에, 최적해를 보장하지 않는 문제가 있다. 따라서 본 연구에서는 정태적 방법에 다양한 리드타임을 적용한 경우를 고려하였다. 리드타임을 5년으로 고려했던 기존의 right-of-ways에 무작위로 리드타임을 부여하였다. 이는 표 6-5에 나타나 있다.

표 6-5. 선로 데이터

| From-to | Lead Time (year) | Susceptance (S) | f_l^{\max} (MW) | Cost (10 ⁶ \$) |
|---------|---------------------|-----------------|-------------------|---------------------------|
| 1-2 | 4 | 250 | 100 | 10 |
| 1-4 | 6 | 167 | 80 | 10 |
| 1-5 | 3 | 500 | 100 | 10 |
| 2-3 | 1 | 500 | 100 | 10 |
| 2-4 | 2 | 250 | 100 | 10 |
| 2-6 | 10 | 333 | 100 | 20 |
| 3-5 | 8 | 500 | 100 | 10 |
| 4-6 | 10 | 333 | 100 | 20 |

표 6-6. 다양한 리드타임을 고려한 시뮬레이션 결과

| Added Circuits | | | | Investment Cost | Total Expected Cost |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------|----------------------|
| L ₂₃ | L ₃₅ | L ₂₆ | L ₄₆ | (10 ⁶ \$) | (10 ⁶ \$) |
| 0 | 1 | 2 | 0 | 50 | 920 |

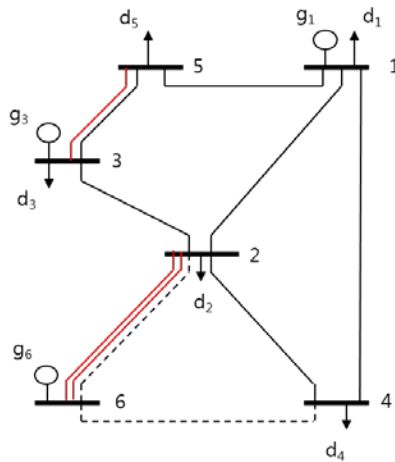


그림 6-9. 시뮬레이션 결과

L_{35} 와 L_{23} 선로가 각각 리드타임이 8년과 1년으로 주어졌다. 최적해가 L_{35} 선로를 하나 건설하는 것을 포함하기 때문에, 이 송전계획이 노출된 불확실성 크기는 모든 선로의 리드타임이 10년으로 주어진 것(앞서 Case 2)보다 작다. 기존 선로에 추가되는 선로의 리드타임을 5년으로 고려했을 때(앞서 Case 3의 경우) 보다는 더 큰 수요 불확실성에 노출된다. 최적해의 토폴로지는 Case 2의 결과와 같으나, L_{26} 선로를 하나 덜 건설하였다. 이는 공급지장으로 인해 발생하는 비용이 L_{26} 선로를 추가로 건설할 정도로 크지는 않았음을 의미하며, L_{26} 선로가 수요 불확실성에 대처하는 역할을 하고 있음을 보여준다.

다음으로, 초기 Garver's 시스템 구성에서 송전선로가 존재하던 right-of-ways에 추가 건설 가능한 송전선로의 리드타임을 달리하여 시뮬레이션을 진행하였다. 길이에 따라 4개의 시나리오를 만들어 시뮬레이션 하였고, 그 시나리오와 시뮬레이션 결과가 그림과 테이블 5-5와 5-6에 각각 나와 있다.

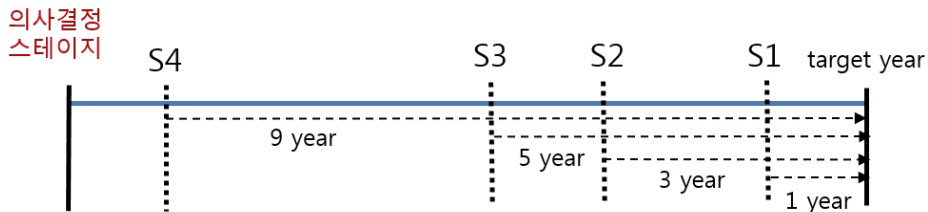


그림 6-10. 네 개의 리드타임을 고려한 송전계획

표 6-7. 시나리오 별 리드타임 차이

| From-to | | 1-2, 1-4, 1-5, 2-3, 2-4, 3-5 | 2-6, 4-6 |
|------------------|------------|------------------------------|----------|
| Lead time (year) | Scenario 1 | 1 | 10 |
| | Scenario 2 | 3 | 10 |
| | Scenario 3 | 5 | 10 |
| | Scenario 4 | 9 | 10 |

표 6-8. 네 시나리오 별 시뮬레이션 결과

| Scenario | Added Circuits | | | | $RSD_{D_{yr}}$ (%) | Total Expected Cost (10 ⁵ \$) |
|----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|--|
| | L ₂₃ | L ₃₅ | L ₂₆ | L ₄₆ | | |
| S1 | 0 | 1 | 3 | 0 | 13.6 | 919 |
| S2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 11.4 | 907 |
| S3 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10.6 | 897 |
| S4 | 0 | 1 | 3 | 0 | 13.6 | 919 |

S1은 기존 송전선로에 대해 가장 짧은 리드타임인 1년을 가지고 있다. 직관적으로 생각했을 때 리드타임이 가장 짧으므로, 불확실성의 크기도 가장 작을 것이라 생각하기 쉽지만, 결과는 그 반대이다. 세 시나리오 중 가장 큰 불확실성 크기를 가지고 있고 총 기대비용도 가장 높다. 이는 불확실성의 크기를 송전계획자가 의사결정을 내리는 시점에서 봐야 하기 때문이다. 리드타임이 1년인 송전선로는 송전계획의 목표연도 1년 전에 건설을 시작해도 늦지 않으며, 목표연도 1년 전에는 불확실성도 거의 없을 것이다. 하지만 송전계획자가 의사결정을 내리는 시점은 목표연도 10년 전이기(planning horizon이 10년인 경우) 때문에, 리드타임이 1년일지라도, 의사결정을 내리는 현재로부터 그 1년이 남은 시점까지의 불확실성이 복잡

적으로 존재한다. 따라서 예측기간이 9년인 불확실성의 크기와 1년인 불확실성의 크기가 복합적으로 작용해, 최적해가 가지는 불확실성의 크기는 크게 된다. S4의 경우는 반대로, 리드타임이 9년인 반면에 예측기간이 1년이기 때문에, S1과 노출되는 불확실성의 크기는 같다.

이를 고찰해보면, 표 6-7에 나온 것처럼 리드타임이 5년일 경우 불확실성의 크기가 가장 작게 된다. 하지만 이것도 RSD 커브 형태가 선형일 때의 얘기이며, 커브 형태가 달라지면 각 시나리오의 불확실성의 크기도 달라지게 된다. 결과적으로 다양한 리드타임을 고려하여 최적의 송전계획을 세울 때는 RSD 커브의 형태, 현재 가지고 있는 투자후보의 리드타임의 다양성이 복합적으로 작용함을 알 수 있다.

6.5 한계점과 연구 의의

몬테카를로 시뮬레이션 수렴 특성

본 연구에서는 몬테카를로 시뮬레이션 시에, 1000개의 샘플을 사용하였다. 샘플의 개수는 몬테카를로 시뮬레이션이 나타내고자 하는 확률 분포를 충분히 반영하는가와 관계가 있기 때문에 매우 중요하다. 따라서 샘플 개수를 500개부터 100개씩 증가시켜가며 1000개까지 총 6종류의 샘플 개수에 대해 각각 100번의 시뮬레이션을 진

행하여 각각의 샘플 개수에서의 평균절대백분율 오차(MAPE)를 구해보았다. 그 결과는 다음과 같다.

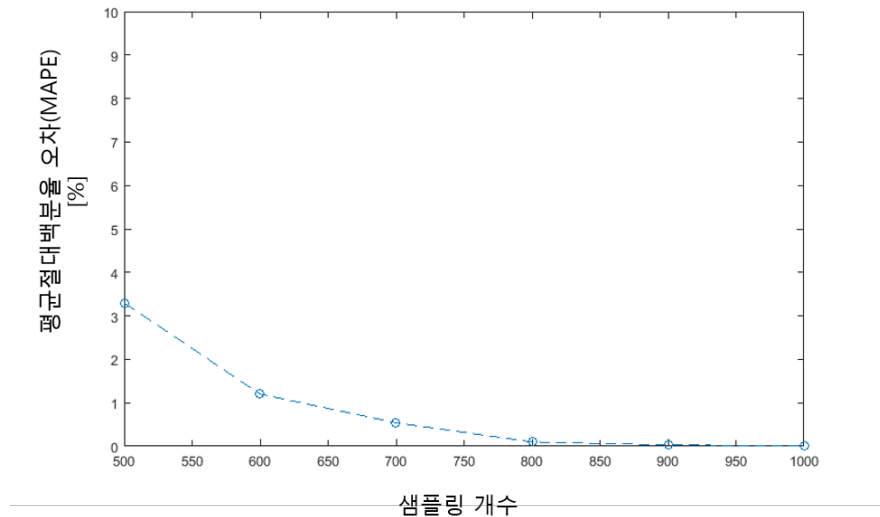


그림 6-11. 몬테카를로 시뮬레이션 수렴 특성

샘플 개수가 500개 일 경우는, 때로는 최적해와 다른 솔루션을 가지는 경우도 생겨, 총 비용에 상대적으로 큰 오차를 나타내었다. 반면에 샘플 개수가 800개를 넘어가자, 거의 모든 시뮬레이션이 같은 최적해와 총비용을 나타내었다.

송전계획과 수요의 관계

본 연구에서 제안하는 송전계획 방법의 최적해로, 계획시점에 리드타임이 긴 송전선로를 건설하고, 몇 년 후 수요예측을 한 뒤 또 다른 송전선로를 건설하게 되는 결과도 나올 수 있다. 즉, 최적해가

다수의 송전선로를 건설하는 것으로 나오는데, 이 송전선로들이 서로 다른 리드타임을 가진 경우이다. 만약, 계획기간(planning horizon) 중 목표연도 이전에 그 중 한 개의 송전선이 완공된다면, 이 송전선 건설로 인해 계획기간 중에 수요가 변할 수 있는 상황이 발생한다. 새로운 송전선로의 건설은 전력시장에서 가격(따라서 수요와 공급)에 영향을 미칠 수 있는 요소이다. 단, 신뢰도 기반의 송전선로 건설이거나 전력시장이 SMP 메커니즘인 경우, 송전선 건설이 수요에 미치는 영향은 크지 않을 수 있다. 이런 이유로 본 연구에서 선로 건설에 따른 수요 변화는 고려되지 않았다.

제안한 방법과 기존 계획방법의 관계

본 연구는 계획 방법 중 정태적 방법을 기본 틀로 삼고, 거기에 리드타임을 고려하였다. 기존의 정태적 방법은 단일 리드타임만을 고려하기 때문에, 본 연구에서 제안한 방법은 기존의 계획방법을 리드타임에 대해 일반화(generalization)한 형태로 볼 수 있다. 거꾸로 얘기해, 기존의 계획방법은 본 연구에서 제안한 방법에서 오로지 단일 리드타임만을 고려한 특수한(specialization) 형태로 볼 수 있다. 그로 인해, 기존 계획방법에서 고려될 수 있는 모든 해는 제안한 방법을 이용한 송전계획 문제의 해공간에 존재하며, 같은 문제에 대해 제안한 방법의 최적해는 기존 방법의 최적해 보다 항상 같거나 더 낮은 값을 가지게 된다. 유효성 검증을 위한 사례연구는 이것의 한

가지 예를 설명하고 있다.

제안한 방법에서 RSD커브의 중요성

본 연구에서는 과거 통계자료를 통해 예측기간에 따른 불확실성의 크기 함수를 나타낼 수 있으며, 이를 미래 수요예측의 불확실성을 가늠하는데 적용할 수 있다고 가정하였다. RSD커브의 형태의 한 예는 다음 그림과 같다. 그림은 우리나라 2차부터 6차까지의 전력수급 기본계획 수요 예측에 대해 실제 수요 값과 비교하여, 예측오차가 정규분포를 가진다는 가정하에 상대표준편차를 구한 값이다. 이러한 RSD 커브를 활용하는 것에 대해 몇 가지 한계점이 존재한다. 첫째로, 통계자료가 충분히 갖춰져야 수요 예측의 변수를 확률 분포 형태를 모델링 할 수 있는데, 장기 수요 예측의 경우 통계자료가 충분치 않을 수 있다. 둘째로, 과거 통계를 통해 만들어진 RSD curve가 미래에 항상 그대로 적용될 수 있는 것은 아니다. 본 연구에서는 예측 불확실성의 크기가 예측기간의 함수이며, 예측시점과는 무관하다고 가정하였다. 이 가정은 불확실성 요소가 오로지 예측기간을 따른다는 것을 의미한다. 실제 세계에서는 예측기간에 따른 불확실성 요소 뿐만 아니라 예측시점으로 인한 불확실성 요소도 존재할 수 있다. 예를 들어, 갑작스러운 금융위기로 인해 경제 불황이 닥쳐 수요가 크게 감소하거나, 지진으로 인해 산업시설이 대규모로 파손되는 등의 요소는 예측기간에 따른 불확실성 요소라고 보기 어렵다. 따라서

본 연구는 불확실성 요소 중 예측기간에 종속되는 불확실성 요소에 대한 부분만 고려하였다. 이는 불확실성에 대해 통계적 자료를 통해 확률적 모델링을 활용하는 종류의 연구가 가진 한계로 볼 수 있다.

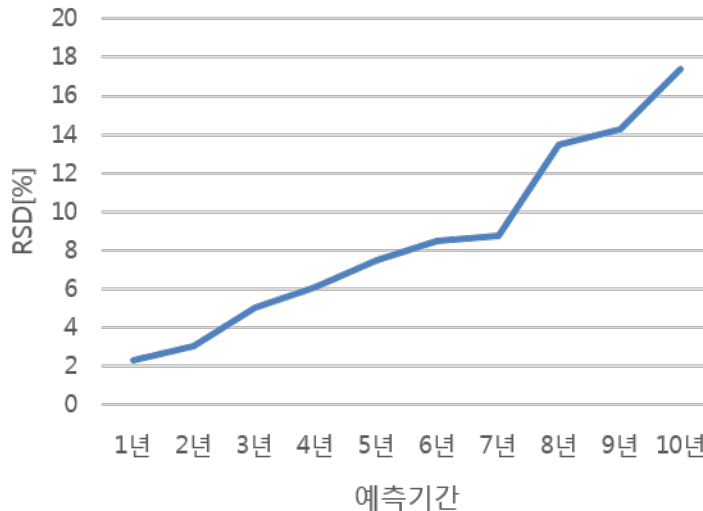


그림 6-12. RSD 커브의 한 형태

연구의 한계점

송전망 보강과 확충을 위한 방법이 전통적인 가공선로 건설이 주를 이루고 간헐적이고 특수한 경우에만 대체 방안을 활용하던 시기는 지나가고 있다. 송전계통의 문제를 해결할 수 있는 비전통적이고 다양한 설비와 기술들이 주요 방안으로 등장하는 현 시기에, 송전계획자의 입장에서 하나의 문제를 해결하기 위해 가능한 여러 방안들을 통합적으로 고려하기 위한 시각의 필요성에 기인하여 본 논문의 연구를 진행하였다. 송전망 계획 문제에 있어 최적의 의사결정을 위

해 고려되는 요소 중에 비공학적인 부분(사회·환경적 요소, 정책적 요소 등)도 중요하게 여겨지기 때문에, 본 연구에서 고려하는 공학적인 요소들은 어느 정도 한계를 가진다. 또한 공학적인 측면 내에서도 송전망 계획은 계통 신뢰도 측면에서 여러 단계에 걸쳐 테스트를 받기 때문에, 본 연구에서는 제안하는 방법이 결코 자체적으로 완전할 수 없다. 이러한 부분은 송전망 계획에 관련된 모든 학술적 연구가 가지는 한계점이기도 하다. 본 연구로 초점을 한정 지어보면 송전망 보강 및 확충을 위한 다양한 방법들을 리드타임 측면에서 통합적으로 고려했으나, 각 방법들의 운영적 특징은 반영하지 않았다는 한계를 가지고 있다. 제안한 멀티스테이지 모델에서 불확실성을 모델링 하기 위해, 수요 예측의 확률 변수에 대해 정규분포를 가정하였는데, 이 부분은 꼭 정규분포가 아니라도 확률 변수의 합을 구할 수 있다면 어떤 형태든지 사용할 수 있다.

연구의의

본 연구의 의의는 다음과 같다. 송전계획에서 다양한 리드타임을 가지는 방법들이 불확실성 측면에서 계통계획자에게 어떤 가능성을 가져다 주는지 제안한 방법, 모델링, 정식화를 통해 이해할 수 있다. 본 연구에서 제안한 방법은 송전계획에 활용되는 어떤 방법도 적용이 가능하다. 나아가 실제 계통에 직접 적용하여, 최적화를 통해 숫자적인 측면에서의 각 투자 의사결정 별 이점을 확인할 수 있다. 또

한 충분한 관련 통계 데이터를 가지고 있다면, 이를 분석하여 제안한 방법의 다양한 측면에 적용해 볼 수 있다. 송전계획자는 최적의 송전망 구성을 위한 의사결정과정의 중요한 요소 중 하나로 본 연구를 활용할 수 있다.

제 7 장 결론 및 제언

본 연구에서는 불확실한 환경에서 다양한 리드타임을 가지는 투자 후보를 가진 송전계획 문제를 다루었다. 투자후보의 다양한 리드타임을 계획문제에 반영하기 위해 멀티스테이지 모델을 제안하였다. 정태적 방법과 동태적 방법의 장점을 혼합한 그 모델은, 의사결정은 한 시점에서만 일어나 계산복잡성은 정태적 방법과 비슷하게 유지하면서, 다양한 리드타임을 가진 투자후보를 고려할 수 있는 여러 스테이지로 구성되었다. 수요 불확실성을 고려하기 위해 불확실성의 크기를 상대표준편차 값으로 나타내고, 수요예측의 확률변수가 정규분포를 따른다고 가정하였다. 제안한 멀티스테이지 모델에 수요예측의 확률변수를 적용하여, 송전계획자가 의사결정을 내리는 시점에서 송전문제의 솔루션들이 각각 어떤 불확실성에 노출되는지 수학적으로 나타내었다. 제안한 방법을 확률적 비선형 혼합정수 계획법으로 정식화하였고, 비선형 제약조건을 선형 제약조건으로 대체하였다. 확률적 선형 혼합정수 계획법에서, 확률변수를 몬테카를로 시뮬레이션과 샘플평균근사법을 통해 이산화하여 결정론적 선형 혼합정수 계획법으로 변환하여 수학적으로 해결 가능한 문제로 변환하였다. Gaver's six-bus 시스템에서 케이스 스터디를 통해 제안한 방법과 다른 방법의 비교를 통해 투자후보의 리드타임을 고려하는 것이 비

용 측면에서 유효한 방법임을 검증하였다. 또한 투자후보의 리드타임
을 고려하는 것이 최적 송전망 구성에 어떤 영향을 미칠 수 있는
지 분석하였다. 추가적인 케이스 스터디에서, 제안한 방법에서 파라
미터로 주어지는 RSD 커브와 투자후보의 리드타임 값을 변화시켜
시뮬레이션 하였다. 이 파라미터 값의 의미를 분석하고, 파라미터
값의 변화가 최적해에 미치는 영향에 대해 조사하였다. 본 논문에서
제안한 방법은 장기수요예측 오차에 대한 과거 데이터가 충분히 필
요하고, 수요 예측의 불확실성을 정규분포를 따르는 확률변수로 가
정하였으며, 다양한 송전계획 방법들의 운영적 특징을 고려하지 않
고 리드타임 차이만 고려했다는 점에서 일부 한계가 존재한다. 그럼
에도 발전, 배전, 그리고 송전까지 전 계통이 점점 더 다양한 자원
으로 구성되어 복잡성이 증가하는 현 시점에, 송전 계획자는 송전계
획의 다양한 방법이 제공하는 특징을 개별적으로 분석하는 시각 뿐
아니라, 통합적으로 하나의 관점에서 분석하는 방법도 필요하며, 본
연구는 이러한 시각을 제공한다. 특히, 불확실성이 큰 계통에서 송
전망을 보강하는 다양한 방법을 두고 고민하는 송전 계획자에게 본
연구는 최적 송전망 구성을 위한 유용한 지표를 제공한다.

참고 문헌

- [1] Li, J.; Ma, Y.; Mu, G.; Feng, X.; Yan, G.; Guo, G.; Zhang, T. Optimal configuration of energy storage system coordinating wind turbine to participate power system primary frequency regulation. *Energies* **2018**, *11*, 1396.
- [2] Oprea, S-V.; Barra, A.; Majstrovic, G. Aspects referring wind energy integration from the power system point of view in the region of southeast Europe. Study case of Romania. *Energies* **2018**, *11*, 251.
- [3] Fang, X.; Krishnan, V.; Hodge, B.M. Strategic offering for wind power producers considering energy and flexible ramping products. *Energies* **2018**, *11*, 1239.
- [4] Blanco, G.; Olsina, F.; Garcés, F.; Rehtanz, C. Real option valuation of FACTS investments based on the least square Monte Carlo method. *IEEE Trans. Power Syst.* **2011**, *26*, 1389–1398.
- [5] Konstantelos, I.; Strbac, G. Valuation of flexible transmission investment options under uncertainty. *IEEE Trans. Power Syst.* **2015**, *30*, 1047–1055.
- [6] Li, J.; Li, Z.; Liu, F.; Ye, H.; Zhang, X.; Mei, S.; Chang, N. Robust coordinated transmission and generation expansion planning considering ramping requirements and construction periods. *IEEE Trans. Power Syst.* **2018**, *33*, 268–280.
- [7] Zhao, J.H.; Dong, Z.Y.; Lindsay, P.; Wong, K.P. Flexible Transmission expansion planning with uncertainties in an electricity market. *IEEE Trans. Power Syst.* **2009**, *24*, 479–488.
- [8] Olsina, F.; Garcés, F.; Haubrich, H.J. Modeling long-term dynamics of electricity markets. *Energy Policy* **2006**, *34*, 1411–1433.
- [9] Wu, F.F.; Zheng, F.L.; Wen, F.S. Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market. *Energy* **2006**, *31*, 954–966.
- [10] Joskow, P.L. Transmission policy in the United States. *Utilities Policy* **2005**, *13*, 95–115.
- [11] Joskow, P.L.; Tirole, J. Merchant Transmission investment. *The Jour. of Ind. Economics* **2005**, *53*, 233–264.
- [12] 박현곤. Stochastic security-constrained generation scheduling with wind power generation based on dynamic line rating, doctoral thesis, **2016**

- [13] Available transfer capability definitions and determinations. NERC, 1996
- [14] Electricity transmission expansion models. Available online: https://ocw.mit.edu/courses/institute-for-data-systems-and-society/ids-505j-engineering-economics-and-regulation-of-the-electric-power-sector-spring-2010/lecture-notes/MITESD_934S10_lec_14b.pdf
- [15] Kundur, P.; Paserba, J.; Ajarapu, V.; Adnersson, G.; Bose, A.; Canizares, C.; Hatziargyriou, N.; Hill, D.; Stankovic, A.; Taylor, C.; Van, C.T.; Vittal, V. Definition and classification of power system stability. *IEEE Trans. on Power Systems* **2004**, 19, 1387-1401
- [16] 전력산업구조개편참고자료. 산업자원부, **1999**
- [17] Electricity transmission investment. Available online: https://ocw.mit.edu/courses/institute-for-data-systems-and-society/ids-505j-engineering-economics-and-regulation-of-the-electric-power-sector-spring-2010/lecture-notes/MITESD_934S10_lec_15.pdf
- [18] Palermo, P.J. Approaches to generation dispatch in transmission planning. *CIGRE Paris*, **2009**.
- [19] Kristianse, T.; Rosellon, J. A merchant mechanism for electricity transmission expansion. *Journal of Regulatory Economics*, **2006**, 29, 167-193.
- [20] Brunekreeft, G. Market-based investment in electricity transmission network: controllable flow. *Utilities Policy*, **2004**, 12, 269-281.
- [21] 전력거래소, 현 전력시장 환경에서의 중장기 송전망 계획 제도 및 방법론 연구. **2017**.
- [22] 한국전기연구원, 송전요금부과를 위한 송전용전기설비이용규정의 종합개선방안. **2005**.
- [23] Romero, R.; Monticelli, A.; Garcia, A.; Haffner, S. Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.* **2002**, 149, 27-36.
- [24] IAEA, Expansion planning for electrical generating systems: A Guide Book, *International Atomic Energy Agency*, Vienna, **1984**.
- [25] Wood, A.J.; Wollenber, B.F.; Sheble, G.B. Power generation operation and control, *Wiley*, **2014**.
- [26] 최재석, 전력계통 신뢰도 공학, **2012**.
- [27] London Economics, The value of lost load(VoLL) for electricity in Great Britain, **2013**.

- [28] 김용하, 김영길, 연준희, 신형철, 이평호, 산업체 수용가의 공급지장 비용 평가 분석, *대한전기학회 하계학술대회*, 2010.
- [29] Jaeseok Choi, Power system expansion planning under new environment, *Green*, 2016.
- [30] Latorre, G.; Cruz, R.D.; Areiza, J.M.; Villegas, A. Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Trans. Power Syst.* 2003, 18, 938–946.
- [31] Vinasco, G.; Rider, M.J.; Romero, R. A strategy to solve multistage transmission expansion planning problem. *IEEE Trans. Power Syst.* 2011, 26, 2574–2576.
- [32] 신중린. 최적 장기 송전계획에 대한 연구. 석사학위 논문 1984.
- [33] 김건중. 최대원리를 이용한 장기 송전계획. 박사학위 논문 1985.
- [34] 신중린. 전문가 시스템을 응용한 최적 장기 송전계획에 관한 연구. 박사학위 논문 1989.
- [35] 엄재선. Long-term transmission planning by stochastic subgradient method. 석사학위 논문 1987.
- [36] Tinh, T.T. 장기 송전계통 확충계획을 위한 새로운 방법론. 박사학위 논문 2007.
- [37] 손민균. 전력시장 자유화 환경에서의 최적 송전시스템 확장계획. 석사학위 논문 2008
- [38] 최아름. 혼잡 및 손실비용을 고려한 송전망 확충 계획의 경제성 평가. 석사학위 논문 2011.
- [39] 심헌. 신재생에너지가 연계된 송전계통에서 Rsik level 평가 기법을 적용한 계통 계획에 관한 연구. 박사학위 논문 2012.
- [40] 이재희. Cross-Entropy 기법을 이용한 계통 계획 및 경제성 평가에 관한 연구. 석사학위 논문 2009.
- [41] Botterud, A.; Ilic, M.D.; Wangensteen, I. Optimal investments in power generation under centralized and decentralized decision making. *IEEE Trans. Power Syst.* 2005, 20, 254–263.
- [42] Roh, J. H.; Shahidehpour, M.; Wu, L. Market-based generation and transmission planning with uncertainties. *IEEE Trans. Power Syst.* 2009, 24, 1587–1598.
- [43] Yang, N.; Wen, F. A chance constrained programming approach to transmission system expansion planning. *Elec. Power Syst. Res.* 2005, 75, 171–177.

- [44] Wook-Won, K.; Jong-Keun, P.; Yong-Tae, Y.; Mun-Kyeom, K. Transmission expansion planning under uncertainty for investment options with various lead-times. *Energies* **2018**, *11*, 2429
- [45] Birge, J.R.; Louveaux, F. *Introduction to Stochastic Programming*. Springer: New York, NY, USA, 1997.
- [46] Villasana, R.; Garver, L.L.; Salon, S.J. Transmission network planning using linear programming. *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.* **1985**, *PAS-104*, 349–356.
- [47] Sharifnia, A.; Aashtiani, H.Z. Transmission network planning: a method for synthesis of minimum-cost secure networks. *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.* **1985**, *PAS-104*, 2026–2034.
- [48] Garver, L.L. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.* **1970**, *PAS-89*, 1688–1697.

부 록

기호 및 약어

Indices

| | |
|-----|---------------------------------------|
| y | Years |
| l | Transmission lines |
| d | Demands |
| n | Nodes |
| g | Generating Units |
| p | Forecasting periods, i.e., lead times |

Sets

| | |
|-----------------------|---|
| Ω_Y | Years of stages |
| Ω_N | Nodes |
| Ω_G | Generating units |
| Ω_D | Demands |
| Ω_L | Transmission lines |
| Ω_P | Forecasting periods, i.e., lead times |
| $\Psi_L^{y_t-y}$ | Transmission investment candidates with lead time $(y_t - y)$ |
| $\Psi_L^{(y_t-y_k)+}$ | Transmission investment candidates with a lead time longer than or equal to $(y_t - y_k)$ |
| Ψ_L^+ | Transmission line candidates |
| Ψ_D^n | Demands located at node n |
| Ψ_G^n | Generating units located at node n |
| $i(l)$ | Sending-end node n of Transmission line l |
| $j(l)$ | Receiving-end node n of Transmission line l |

Parameters

| | |
|------------|---|
| μ_E | Expected demand growth |
| σ_E | Standard deviation of μ_E |
| μ_D | Expected demand |
| σ_D | Standard deviation of μ_D |
| I_l | Annualized investment cost of transmission line l (\$/MW) |
| a | Discount rate |

| | |
|--------------|--|
| α | Dimension factor |
| y_0 | Beginning year of the planning process |
| y_t | Terminal year of the planning process |
| C_g^{Gen} | Generation cost of generating unit g (\$) |
| C^{Lsh} | Load shedding cost (\$) |
| B_l | Susceptance of transmission line l (S) |
| f_l^{\max} | Maximum transmission capacity of line l (MW) |
| p_g^{\max} | Maximum generation capacity of unit g (MW) |
| r_d^{\max} | Upper bound of load shedding for demand d (MW) |

Binary Variable

| | |
|-------|--|
| x_l | Binary variable that is 1 for the construction of transmission line l , 0 otherwise |
|-------|--|

Continuous Variables

| | |
|------------|---|
| p_g | Power produced by generating unit g (MW) |
| r_d | Load shedding of demand d (MW) |
| f_l | Power flow through transmission line l (MW) |
| θ_n | Voltage phase angle at node n (rad) |

Stochastic Variables

| | |
|------------|-------------------------------------|
| D^{peak} | Stochastic variable for peak demand |
| D^{node} | Stochastic variable for node demand |

Abstract

Transmission Expansion Planning for Investment Options with Various Lead-Times

Wook-Won Kim

Department of Electrical and Computer Engineering

The Graduate School

Seoul National University

Investment options of transmission expansion planning (TEP) can be characterized by lead times according to their length, technology, and environmental and social impacts. The different lead times of investment options can be an important element of TEP problems, especially under an uncertain environment. This paper proposes a novel framework for TEP with investment options of various lead times considering demand uncertainty. A multi-stage model is developed to reflect the different lead times in the planning method. The level of demand uncertainty is represented using a relative standard deviation. Demand uncertainty in the presented multi-stage model and its influence on the optimal decision are studied. Th

e problem is formulated as a mixed integer linear problem to which stochastic programming is applied. The proposed framework is illustrated with case studies on a modified Garver's six-bus system. The case studies verify the effectiveness of the framework for TEP problems with a mathematically tractable model and demonstrates that the proposed method achieves better performance than other methods when the problems involve investment candidates with various lead times under uncertain conditions.

Keywords : transmission expansion planning, lead times, investment options, multi-stage model, demand uncertainty

Student Number : 2010-20774